

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة سعد دحلب البلدية
Université SAAD DAHLAB de BLIDA1
كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie
قسم الآلية والإلكترونتقى
Département d'Automatique et d'Electrotechnique



Mémoire de Master

SPECIALITE : ELECTROTECHNIQUE

OPTION : MACHINES ELECTRIQUES

Présenté par :

AILI Yanis

&

AMOKRANE Abderaouf

Intégration des systèmes de stockage dans les réseaux électriques pour une fréquence optimale

Proposé par :Dr BELLAZOUG Messaoud

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements

Ce travail est le fruit de la combinaison d'efforts de plusieurs personnes.

On remercie tout d'abord le tout puissant qui, par sa grâce nous a permis d'arriver aubout de nos efforts en nous donnant la santé, la force, le courage et en nous faisant entourer

par des merveilleuses personnes dont on tient à remercier

*On tient en premier lieu à remercier **Mr BELAZZOUG Messouad** pour avoir accepté de diriger notre mémoire. Depuis le début du projet, il nous a toujours encouragé en nous*

guidant à travers des chemins de recherche intéressants

On remercie aussi les membres du jury pour leur consultation et leur intérêt pour ce travail.

AMOKRANE, AILI

Dédicace

Je dédie ce travail à : mes chères parents aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour dont ils ne cessent de me combler . Que dieu leur procure bonne santé et longue vie ;

A mon frère et mes sœurs

Et à tous ceux qui ont contribué à réaliser ce travail.

Merci à vous

AMOKRANE ABDERAOUF

Je dédie ce travail à mes chers parents, quoi que je fasse ou quoi que je dise je ne saurais point vous remercier comme il se doit, votre bienveillance m'a toujours guidé et votre

Présence à mes côtés a souvent été ma source de force.

A mes chers frères et sœurs et toute la famille AILLI

AILI YANIS

Sommair

Sommaire.....	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Chapitre I : Etat de l'art des systèmes de stockages	
I.1. Introduction.....	13
I.2. Système de stockage et régulation de fréquence.....	13
I.2.1 Structure de contrôle pour la zone UCTE.....	14
I.3. Contrôle du système de fréquence.....	15
I.4. Applications des systèmes de stockage d'énergie.....	17
I.5. Description du système.....	17
I.6. Types de stockage d'énergie électrique	19
I.6.1. Stockage à base de batterie sodium-soufre.....	19
I.6.2 Stockage à base de batteries de nickel.....	19
I.6.3. Stockage d'Hydrogène.....	19
I.6.4. Stockage à base de batterie à flux.....	20
I.6.5. Stockage par système hydraulique (STEP).....	21
I.6.6. Couplage avec un stockage de gaz naturel.....	22
I.6.7. Couplage avec un stockage de gaz liquifié.....	23
I.7. Batterie pour les systèmes de qualité d'énergie.....	23
I.8. Système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES)	24
I.9. Système de stockage d'énergie à volant d'inertie (FESS).....	26
I.9.1. Matériau utilisé dans le volant d'inertie.....	26
I.9.2. État de développement/déploiement.....	27

I.10. Système de condensateurs d'énergie (ECS).....	29
I.11. Théorie et modélisation de l'EDLC.....	29
I.12. Principe du stockage d'énergie.....	30
I.13 Avantages et inconvénients.....	31
I.14 Modélisation EDLC.....	32
I.15 Analyse coûts/rendement.....	33
I.16 Conclusion.....	34

Chapitre II : Modélisation dynamique du réseau électrique

II.1. Introduction.....	36
II.2. Modélisation de la machine synchrone.....	36
II.3Modèle du système d'excitation.....	37
II.3.1. Hypothèse simplificatrices.....	37
II.4. Modèle de la turbine et du gouverneur.....	38
II.5. Modèle du régulateur diesel.....	40
II.6. Modélisation des transformateurs.....	41
II.7. Modélisation du stockage.....	41
II.7.1. Les grandeurs caractéristiques des batteries.....	41
II.7.1.1. La capacité normale (C_n).....	41
II.7.1.2. La tension.....	42
II.7.1.3. L'état de charge (SoC).....	42
II.7.1.4. La profondeur de décharge (DoD).....	42
II.7.1.5. Le rendement en charge et en décharge de la batterie.....	42
II.7.1.6 La durée de vie de la batterie.....	43
II.8. Modélisation d'une ligne de transport.....	43

II.9. Modélisation d'une charge statique.....	44
II.10. Conclusion.....	45
Chapitre III : Régulation de la fréquence avec un système de stockage	
III.1 Introduction.....	48
III.2. Validation de l'installation du modèle de stockage au réseau.....	48
III.2.1. Programmation du modèle sur Matlab/Simulink.....	48
III.2.2 Simulation du modèle de la batterie connectée à un réseau infini.....	54
III.2.3. Simulation du modèle de la batterie connectée à un groupe diesel.....	58
III.3. Système de stockage et régulation de fréquence primaire.....	61
III.3.1. Commande du régulateur du système de stockage.....	61
III.4. Applications.....	65
III.4.1. Description du réseau.....	65
III.4.2. Variations du courant I_{max}	67
III.4.3. Variations du temps de réponse R_m	70
III.5. Conclusion.....	70
Conclusion général.....	71

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Structure de contrôle hiérarchique de la Zone Synchronne UCTE.....	13
Figure I.2 : schéma de contrôle pour le système de fréquence.....	14
Figure I.3 : Un système de stockage d'énergie connecté directement à un réseau électrique via un système de conversion de puissance.....	17
Figure I.4: Un système de stockage d'énergie connecté à un bus qui alimente la charge.....	17
Figure I.5 : Batterie au vanadium redox	21
Figure I.6: Fonctionnement du stockage hydraulique gravitaire.....	22
Figure I.7 : Schéma d'un système SMES de base.....	25
Figure I.8 : Composants de base d'un système de commande SMES.....	26
Figure I.9 : Concept de contrôle de la charge et la décharge d'énergie dans les SMES.....	27

Figure I.10 : Volant d'inertie Beacon Power Smart Energy	29
Figure I.11 : Schéma d'une application FESS à un parc éolien.....	29
Figure I.12 : Composants de base d'un système de commande ECS.....	30
Figure I.13 : Principe du condensateur électrique double couche.....	31
Figure I.14 : Circuit équivalent d'une cellule EDLC.....	33
Figure II.1 : Système d'excitation IEEE de type 1	38
Figure II.2 : Schéma bloc de la turbine à vapeur et régulateur.....	40
Figure II.3 : Schéma bloc du système du régulateur de vitesse.....	40
Figure II.4 : Schéma bloc de la turbine à vapeur et ses quatre étages.....	41
Figure II.5 : Schéma bloc du régulateur diesel.....	42
Figure II.6 : Modélisation d'un transformateur.	43
Figure II.7 : Rendements en charge d'un convertisseur DC/DC.....	45
Figure II.8: Nombre de cycles (charge/décharge) en fonction de la profondeur de décharge (DoD).....	45
Figure II.9 : Modèle d'une ligne de transmission.....	46
Figure II.10: Modèle de la charge linéaire.....	46
Figure III.1 : La batterie et sa commande.....	50
Figure III.2 : La commande de la charge et la décharge de la batterie.....	51
Figure III.3 : Le calcul de l'état de charge 'SoC' de la batterie.....	52
Figure III.4 : Le control de l'état de charge min et max.....	53
Figure III.5: Organigramme de fonctionnement du système de stockage.....	54
Figure III.6 : Intégration de la batterie dans le réseau.....	55
Figure III.7 : Schéma de connexion à un réseau infini.....	56
Figure III.8 : Allure des courants de la charge, du réseau et de la batterie dans le réseau statique.....	57

Figure III.9 : Variation de la fréquence Δf en pu.....	58
Figure III.10 : Variation de l'état de charge de la batterie SoC en %.....	58
Figure III.11: Schéma de connexion à un groupe diesel.....	60
Figure III.12 : Variations des courants de la charge, du réseau et de la batterie dans le réseau dynamique.....	61
Figure III.13 : Variation de la fréquence delta f.....	62
Figure III.14. Puissance du système de stockage en fonction de la variation de fréquence.....	63
Figure III.15 : Programme de commande du contrôleur de la batterie en schéma bloc Simulink.....	65
Figure III.16 : La batterie connectée au réseau.....	67
Figure III.17 : La variation de la fréquence (Hz) en fonction du temps en augmentant I_{max} (A).....	68
Figure III.18 : Valeur max de D_f (Hz) en fonction de I_{max} (A).....	69
Figure III.19 : Le courant débité par la batterie (I_{batt} (A)) en fonction de la variation de I_{max}	70
Figure III.20: L'état de charge SoC (%) de la batterie pour chaque variation de I_{max}	71
Figure III.21 : La variation de fréquence (Hz) en fonction du temps en augmentant le temps de réponse.....	71
Figure III.22: Le courant débité par la batterie (I_{batt} (A)) pour la variation du temps de réponse.....	72
Figure III.23: l'état de charge SoC (%) de la batterie pour chaque variation du temps de réponse.....	72

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Spécifications de la catégorie d'application.....	15
Tableau 1.2 : Technologies considérées dans chaque catégorie d'application.....	16
Tableau 1.3 : Conversion d'énergie électrique.....	18
Tableau 1.4 : Coûts/rendement analyse de la qualité d'énergie.....	34
Tableau III.1 : Caractéristiques de la batterie.....	59
Tableau III.2 : Caractéristiques de la charge.....	59
Tableau III.3 : Caractéristiques du réseau.....	59

Résumé :

En absence d'un réseau interconnectant producteurs et consommateurs, la nécessité du stockage de l'énergie s'impose si l'on veut pouvoir consommer de l'électricité à la demande, même lorsque la production est nulle (cas d'une éolienne en absence de vent de photovoltaïque la nuit).

Mais lorsque le réseau électrique existe et procure une mise en commun solidaire des ressources ainsi qu'un certain effet de lissage, le consommateur oublie que le problème continue à se poser. Cependant la stabilité du réseau, et par conséquent sa sûreté de fonctionnement, est assujettie à l'égalité permanente et instantanée de la production et de la consommation.

Dans notre travail, nous nous intéressons à la modélisation et le contrôle des systèmes de stockage, intégrés au réseau électrique, pour participer à la régulation primaire de la fréquence. Le temps d'action rapide de ces derniers, peut améliorer considérablement la régulation primaire globale d'un réseau classique, ralentie par l'inertie de ses systèmes tournants.

INTRODUCTION GENERALE

Depuis le début des années 70, la croissance de la consommation d'électricité est importante et quasi continue, notamment à cause de la croissance démographique, de l'utilisation des nouveaux appareils électriques et de l'automatisation de l'industrie. L'arrivée massive de la production décentralisée, notamment des sources d'énergie renouvelables, a conduit à des évolutions majeurs dans l'exploitation et dans la planification des réseaux, le principal défi lié à l'utilisation de l'énergie éolienne et solaire comme source d'énergie réside dans le fait que l'énergie éolienne comme le solaire peut ne pas être disponible en cas de besoin d'électricité, dans ce cas l'intégration du système de stockage d'énergie est nécessaire pour réduire l'incertitude liée à la production, pour améliorer l'efficacité énergétique et aussi permettre une meilleure gestion des ressources de production en stockant les surplus durant les périodes creuses, la quantité stockée pourrait être réinjectée dans le réseau durant les périodes de pointe lorsque l'électricité coûte plus cher sur le marché. Cet effet de lissage serait particulièrement intéressant lorsque la puissance installée ne pourrait pas satisfaire la demande [1] .

La gestion du réseau de transport d'électricité s'effectue par différents outils de prévision de la consommation et d'optimisation des systèmes de production électrique, dans le but d'assurer l'équilibre production-consommation. Le déséquilibre de cette dernière se traduit par des variations de la fréquence du réseau, et ce en tout point du réseau synchrone (interconnecté). Afin d'assurer le bon fonctionnement de certains équipements électriques et pour éviter des délestages ou un effacement total du réseau (black-out), la variation de fréquence ne doit pas dépasser ± 0.5 Hz. Pour maintenir la fréquence dans une zone acceptable, le gestionnaire du réseau de transport contractualise des services système fréquence auprès des producteurs. Ces services système se caractérisent par des réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatisme (réglage primaire et secondaire) soit par l'action d'opérateurs (réglage tertiaire) [2]

Dans notre travail, nous nous intéressons à la modélisation et le contrôle des systèmes de stockage, intégrés au réseau électrique, pour participer à la régulation primaire de la fréquence. Le temps d'action rapide de ces derniers, peut améliorer considérablement la régulation primaire globale d'un réseau classique, ralenti par l'inertie de ses systèmes tournants.

Chapitre I

Etat de l'art des systèmes de stockages

I.1. Introduction

Le système de stockage d'énergie est aujourd'hui étroitement associé aux sources d'énergie renouvelables telles que les applications photovoltaïques ou éoliennes, car il est indispensable, sinon il faut utiliser des sources d'énergie complémentaires polluantes pour produire de l'électricité lorsqu'elles n'en génèrent pas. Outre le fait que certaines périodes sont sans vent ou sans soleil, on observe des fluctuations importantes de production lorsqu'il y a du soleil ou du vent. Le stockage permet de lisser ces fluctuations. Un large développement des énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolien) va donc nécessiter dans l'avenir un important déploiement des moyens de stockage.

De nombreuses recherches ont été menées pour étudier l'application appropriée des systèmes de stockage d'énergie, leurs développement et leurs gestion sont associée aux moyens modernes de communication conduisant à ce que l'on appelle aujourd'hui les réseaux intelligents (smart grids), à l'échelle du réseau de transport d'électricité, on fait appel à des moyens de stockage permettant d'apporter rapidement de la réserve pour effectuer les ajustements nécessaires à l'équilibre production-consommation. [3]

Dans ce chapitre nous présenterons les applications des systèmes de stockage dans un réseau électrique et les catégories existantes, décrire leurs fonctionnements, les types existant sur le marché, et les nombreuses fonctions indispensables tel que leurs commandes et leurs contrôles.

I.2 Système de stockage et régulation de fréquence

I.2.1 Structure de contrôle pour la zone UCTE

La génération des unités de puissance et la consommation des charges connectées au réseau UCTE (Union for the coordination of the transmission of electricity) doivent être contrôlées et surveillées pour un fonctionnement sûr et de haute qualité des zones synchrone. Le contrôle CHARGE-FRÉQUENCE-COMMANDE, et les techniques des réserves correspondantes sont indispensables pour permettre aux TSO'S (transmission system opérateur) d'exercer leur activité opérationnelle quotidien. [4]

Au sein de la zone synchrone UCTE, les actions de contrôle et les réserves sont hiérarchisées avec des zones de contrôle, et des blocs de contrôle avec deux centres de coordination.

Le principe de contrôle UCTE est présenté sous forme d'une pyramide sur la figure I.1 :

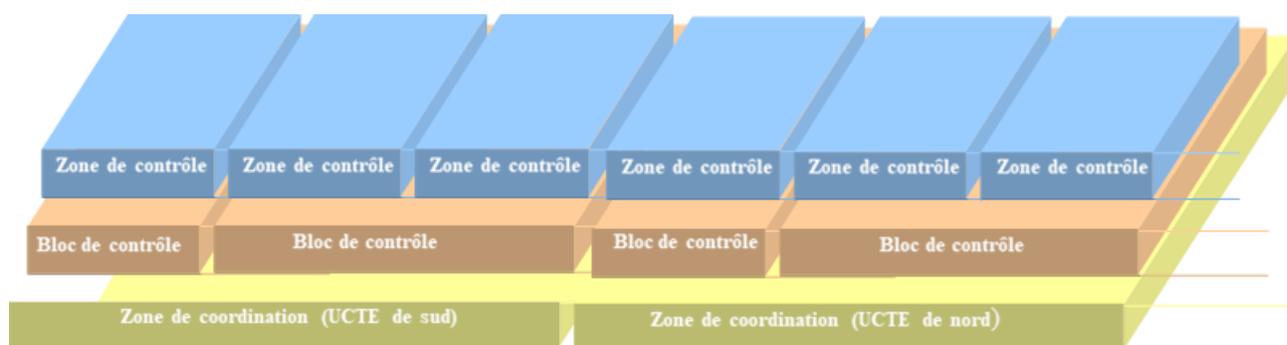


Figure I.1 : Structure de contrôle hiérarchique de la Zone Synchrones UCTE

I.3 Contrôle du système de fréquence

Les actions de contrôle sont réalisées en différentes étapes successive lors d'apparition de défaut, chacune avec des caractéristiques et des qualités différentes, et toutes dépendantes les unes des autres comme le montre la figure I.2 :

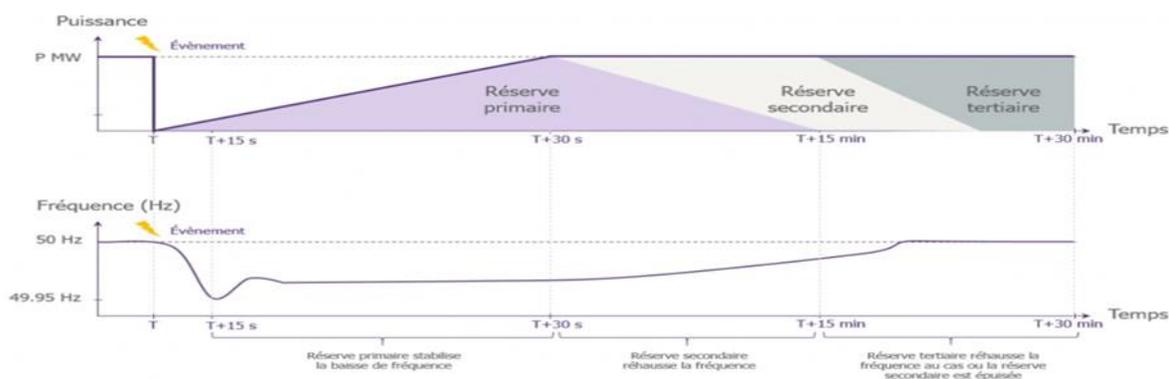


Figure I.2 : schéma de contrôle pour le système de fréquence.

Sur l'axe du temps, les différentes réserves de contrôle couvrent des délais différents pour chaque contrôle en cas d'incident avec une chute de fréquence importante. L'activation de contrôle primaire activée en quelques secondes, et suivie par la réserve de contrôle secondaire activée en quelques minutes, cette dernière est prise en charge et suivie par l'activation de la réserve de contrôle tertiaire AGC (Automatique génération contrôle) à long terme.

L'objectif de notre travail est le contrôle primaire, qui joue le rôle de maintien d'équilibre entre la production et la consommation (demande) dans la zone synchrone. Par l'action conjointe de toutes les parties interconnectées / TSO'S, le contrôle primaire vise la sûreté de fonctionnement du système électrique de la zone synchrone et stabilise la fréquence du système à une valeur stationnaire après une perturbation ou un incident dans le délai de quelques secondes, mais sans rétablir la fréquence du système les échanges de puissance à leurs valeurs de référence fait appelle à la commande secondaire.

Un contrôle primaire adéquat dépend des moyens de production ou de charge mis à disposition des TSO'S, afin de rétablir le réseau a une consigne de 50Hz.

Un écarte de fréquence Δf (la différence entre la fréquence actuelle et la fréquence nominale $f-f_0$) produits par un déséquilibre entre la production et la demande, pendant le fonctionnement normal du système ou après un incident comme une perte de production.

Le contrôle principal qui intervient c'est Le contrôle primaire déclenche avant que l'écarte de fréquence dépasse une plage morte $\Delta f_{min}=\pm 20$ mHz.

Un écart de fréquence maximal admissible en régime quasi permanent serait $\Delta f_{max}=\pm 200$ mHz. Cette déviation provoque l'activation complète de la commande primaire dans la zone synchrone UCTE et l'autorégulation (passive) de la charge. [1]

I.4 Application des systèmes de stockage d'énergie

Les applications d'intérêt ont été classées comme suit : stockage d'énergie en vrac, pour la mise à niveau ou la gestion de la charge, la production distribuée pour l'écrêtement de pointe et la qualité de l'énergie ou la fiabilité de l'utilisation finale. Les différentes catégories sont distinguées par le niveau de puissance et le temps de décharge requis. Ces spécifications déterminent ensemble les besoins en énergie stockée. (Voir Tableau I.1)

Categories D'application	Plage de puissance de décharge	Plage de temps de décharge	Plage d'énergie emmagasinée	Applications représentatives
Stockage d'énergie en vrac	10 – 1000 MW	1 – 8 hrs	10 – 8000 MWh	Nivellement de la charge, réserve tournante
Production distribuée	100 – 2000 Kw	0.5 – 4 hrs	50 – 8000 kWh	Rasage de pointe, report de transmission
Qualité d'énergie	0.1 – 2 MW	1 – 30 sec	0.028–16.67 kWh	Qualité et fiabilité de l'énergie à utilisation finale

Tableau I.1 : Spécifications de la catégorie d'application [2]

Les technologies suivantes sont disponibles pour les systèmes de stockage d'énergie :

- Batteries au plomb-acide (VRLA).
- Batteries de sodium/soufre (Na/S) à haute température.
- Piles au bromure de sodium et au polysulfure de sodium.
- Batteries au zinc/brome (Zn/Br).
- Piles au vanadium-redox (V-redox).
- Batteries lithium-ion (Li-ion).
- Piles au nickel/cadmium (Ni/Cd).
- Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES).
- Volants d'inertie à basse vitesse (roue en acier).
- Volants d'inertie à grande vitesse (roue composite).
- Super-condensateurs ou systèmes de condensateurs d'énergie (ECS).
- Stockage d'énergie par air comprimé (CAES) dans les cavernes souterraines.
- Stockage de l'énergie de l'air comprimé dans les récipients de surface (CAES-surface).
- Stockage hydroélectrique pompé.
- Stockage d'hydrogène utilisé avec une pile à hydrogène ou un moteur à hydrogène.

Catégories	Technologies	Disponible(A)/Potentiel (P)
Stockage d'énergie en vrac	Batteries au plomb	A
	Batteries Na / S	P
	Regenesys	A
	Batteries Zn / Br	A
	Ni / Cd	A
	CAES	A
	Hydro pompé	A
Production distribuée	Batteries au plomb	A
	Batteries Na / S	A
	Ni / Cd	A
	Batteries Li-ion	A
	Batteries Zn / Br	A
	Batteries V-redox	P
		P
	Volants d'inertie à grande vitesse	A
	Surface CAES	A
	Pile à hydrogène	
Moteur à hydrogène		
Qualité de l'énergie	Batteries au plomb	A
	Batteries Li-ion	P
	Volants d'inertie à grande vitesse	A
	Volants d'inertie à basse vitesse	A
	SMES	A
	Super-conducteurs	A

Tableau 1.2 : Technologies considérées dans chaque catégorie d'application.

Toutes les technologies ne conviennent pas à toutes les applications, principalement en raison des limites de puissance de sortie ou de capacité de stockage. Le tableau I.2 énumère les technologies envisagées pour chacune des catégories de demandes. La troisième colonne indique si la technologie est actuellement disponible (A) pour cette application, ou si elle a le potentiel (P) d'être utilisée dans cette application. [5]

I.5 Description du système

Pour les trois catégories d'applications, on a supposé une configuration du système afin d'estimer les coûts et le rendement du système. Les systèmes de stockage en vrac et de production distribuée sont illustrés schématiquement à la figure I.1.

L'unité de stockage en courant continu est supposée interfacer le réseau électrique en courant alternatif à travers un système de conversion de puissance (PCS) qui fonctionne uniquement lorsqu'il est expédié comme source ou charge. Le PCS est évalué au niveau de puissance (kW, MW) requis pour la demande, et l'unité de stockage d'énergie est évalué (kWh, MWh, MJ) pour fournir de l'électricité pendant la durée requise.

Le système de stockage d'énergie dans une application de qualité d'énergie peut être connecté au nœud qui alimente la charge d'un utilisateur, considéré comme une machine ou une unité de traitement industriel, l'unité de stockage n'est activée que lorsque l'alimentation du réseau est interrompue, tout en étant en communication avec le nœud à tout moment de sorte que le fonctionnement soit presque instantané chaque fois qu'une perturbation se produit dans le système. Cette configuration est illustrée schématiquement à la figure I.3.

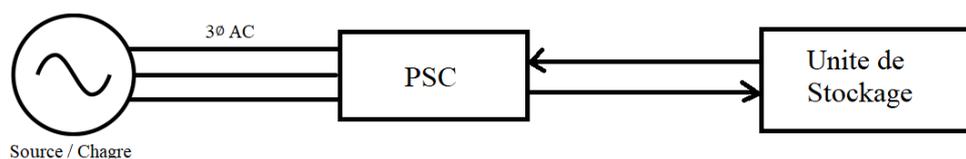


Figure I.3 : Un système de stockage d'énergie connecté directement à un réseau électrique via un système de conversion de puissance.

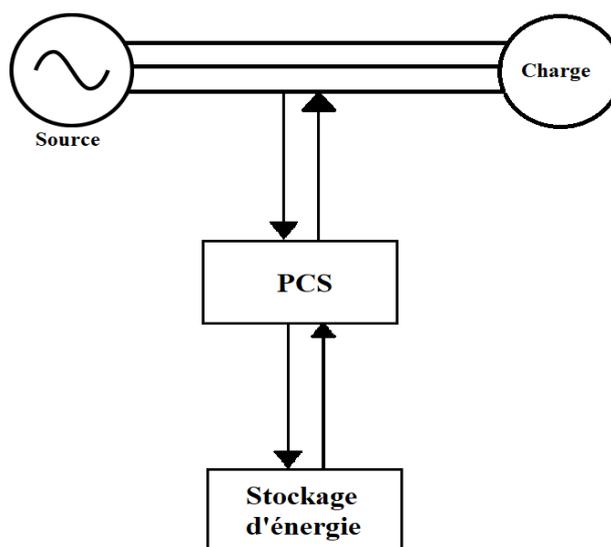


Figure I.4: Un système de stockage d'énergie connecté à un bus qui alimente la charge.

Dans une mise en œuvre (peut être mise en œuvre de plusieurs façons), le PCS est alimenté en continu et l'unité de stockage d'énergie peut être chargée par écoulement, ce qui entraîne des pertes d'énergie en raison des défaillances du PCS et de la recharge de l'unité de stockage.

Dans une autre implémentation de cette configuration, le système peut inclure un commutateur rapide et de haute puissance qui peut connecter le PCS et l'unité de stockage au nœud en environ 4 millisecondes, ce qui est une connexion transparente pour presque toutes les charges. Cette mise en œuvre entraîne moins de pertes d'énergie en fonctionnement normal, mais nécessite l'installation et la maintenance d'un commutateur rapide. [6]

L'électronique de puissance est généralement définie comme l'utilisation des dispositifs de commutation pour contrôler et convertir le flux d'énergie électrique d'une forme à l'autre pour répondre aux besoins d'un utilisateur. « Convertir » est un terme général utilisé dans l'électronique de puissance pour décrire le processus de changement d'énergie d'une forme à une autre. Le matériel qui effectue le processus est généralement appelé le convertisseur. Les convertisseurs peuvent effectuer les processus/conversions suivants (lorsque chaque processus/conversion est effectué, le matériel est désigné par un nom particulier) :

Conversion	Noms communs
AC-DC	Redresseur
DC-AC	Onduleur
DC-DC	Boost, buck, buck-boost, hacheur, etc.
AC-AC	Cyclo-convertisseurs

Tableau 1.3 : Conversion d'énergie électrique

I.6 Types de stockage d'énergie électrique

I.6.1 Stockage à base de batterie sodium-soufre

La technologie sodium soufre (NaS) fonctionne avec électrodes liquides pour cela, elle doit être maintenue à une température comprise entre 290°C et 350°C Les électrodes, siège des réactions électrochimique ; sont en sodium et en soufre liquide L'électrolyte séparant les deux électrodes est constitué de céramique ; ce qui garantit une bonne conduction des ions La durée de vie peut atteindre 15 ans et plus de 4000 cycles en conditions non critiques (décharges inférieurs à 80%)

la filière sodium-soufre peut être utilisée pour de grandes capacités (plusieurs MW et plusieurs MWh avec une constante de temps typique de 7 heures), ce qui permet d'y recourir pour des système de stockage en soutien aux réseaux électrique Des batteries NaS ont été installées sur l'île de la réunion (1 MW), au Texas 54 MW) et de nombreuse applications existent au Japon (par exemple, 17 unités de 2 MW, soit 34 MW avec une capacité totale de 244 78 MWh et un rendement de 75% associée à une ferme éolienne de 51 MW) la technologie NaS faisant appel à des matériaux largement disponibles et peu onéreux (sulfure de sodium ; alumine, aluminium) est une solution attractive pour le stockage d'énergie dans les batteries fixes, en charge de la régulation des réseaux ou de l'optimisation du fonctionnement des centrales sur des périodes de plusieurs heures. [7]

I.6.2 Stockage à base de batteries de nickel

Il s'agit des technologies nickel-cadmium (NiCd) et nickel-hydrures (NiMH) qui fournissent, dans les deux cas, une force électromotrice par élément d'environ 1,2 V Les performances en puissance peuvent être excellentes

les technologies NiCd, après avoir satisfait la demande en petits accumulateurs pour les applications électronique grand public, sont aujourd'hui bannies de ce domaine à cause de la toxicité du cadmium et ne sont autorisées que pour des usages professionnels ; actuellement,

cette technologie est typiquement utilisée dans les chariots de manutention comme elle l'a été dans les véhicules électriques de la fin du XX^e siècle ; De plus, elle a fait l'objet d'une grande réalisation de soutien au réseau en Alaska ou une batterie nickel-cadmium de 1000 tonnes peut fournir 40 MW pendant 7 minutes (4,7 MWh) et 27 MW pendant 15 minutes (6,7 MWh)

La technologie NiMH a remplacé partiellement celle de type NiCd sur le marché grand public ; Elle permet de se passer du cadmium tout en augmentant l'énergie massique passant de 60 à 80 Wh /Kg, et en doublant quasiment 'énergie volumique elle sert également de (batterie de puissance) dans les chaînes de traction hybride de Toyota. [8]

I.6.3 Stockage d'hydrogène

Le système de stockage d'énergie grâce à l'hydrogène utilisent un catalyseur intermittent pendant les périodes de stockage de l'électrolyseur décompose de l'eau en oxygène et en hydrogène, selon l'équation $2H_2O = 2H_2 + O_2$ ce gaz est ensuite stocké, sous forme liquide, comprimée ou solide par formation dans ce dernier cas de composés chimique généralement des hydrures métalliques il existe ensuite trois moyens différents de réinjecter de l'électricité sur le réseau à partir de l'hydrogène :

- Alimenter une pile à combustible, ce qui suppose que l'hydrogène soit traité pour atteindre un certain niveau de pureté.
- Synthèse du gaz naturel selon le procédé de la méthanisation et, soit l'injecter directement dans le réseau de gaz existant, soit l'utiliser pour alimenter une centrale à gaz classique produisant de l'électricité.
- Enfin utiliser l'hydrogène directement dans une centrale à gaz spécialement conçue à cet effet.

Le stockage de l'hydrogène est intéressant, car il a une densité énergétique très élevée et permettrait ainsi de stocker d'importantes quantités mais actuellement, il souffre de plusieurs inconvénients ; un faible rendement du processus qui est au mieux de l'ordre de 30% un prix élevé, une puissance limitée, une faible durée de vie des composants électrochimique et, enfin, l'hydrogène pose des questions de sécurité spécifique

Un démonstrateur de 200 KW et 1,75 MWh a récemment vu le jour en Corse sur le site de Vignola, près d'Ajaccio dans le cadre du projet MYRTE (mission hydrogène renouvelable pour l'intégration au réseau électrique) qui vise à gérer de manière optimale la production d'une

centrale photovoltaïque de 560 KW le projet MYRTE a pour objectif de développer un système et une stratégie de pilotage visant à améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique en zone insulaire afin de dépasser le seuil limite de 30% de taux de pénétration d'énergie renouvelable aléatoire dans les zones non interconnectées. [9]

I.6.4 Stockage à base de batterie à flux

Les batteries à électrolyte circulantes contiennent généralement des pompes, des réservoirs d'électrolyte et des piles de cellules électrochimiques. Pendant les opérations de charge et de décharge, l'électrolyte de la batterie circule à travers les piles de cellules dans lesquelles les réactions électrochimiques ont lieu. Les espèces chargées peuvent être stockées à l'intérieur des piles ou dans les réservoirs.

Les batteries à flux redox sont « ces systèmes électrochimiques où l'oxydation et la réduction de deux espèces chimiques ont lieu sur des électrodes inertes et ces matières actives sont stockées à l'extérieur de la cellule de la batterie » [10]. En fonctionnement, les réactifs traversent les côtés opposés d'une cellule, séparés par un séparateur inerte. Dans un tel système, la capacité de stockage est déterminée par la masse des réactifs (comme dans toutes les batteries), mais la capacité est facilement augmentée ou diminuée en changeant la taille des réservoirs. Les batteries à flux sont rechargeables ; les réactifs sont bons pour un minimum de 2000 cycles, et jusqu'à plus de 10000 cycles .Le système de batterie global est également autonome. C.-à-d. du point de vue des utilisateurs, la seule chose qui circule dans du réseau est l'électricité.

Trois types courants de batteries à flux sont les batteries au zinc/brome et les batteries redox au vanadium, et le système appelé Regenesys®. Une batterie à flux de vanadium-redox est illustrée à la figure I.5 . Dans cette batterie, les deux espèces actives sont le vanadium dans différents états d'oxydation. Une autre batterie rechargeable est le système Regenesys produit par Innogy, PLC, au Royaume-Uni. Ce système utilise le polysulfure comme espèce active. [11]

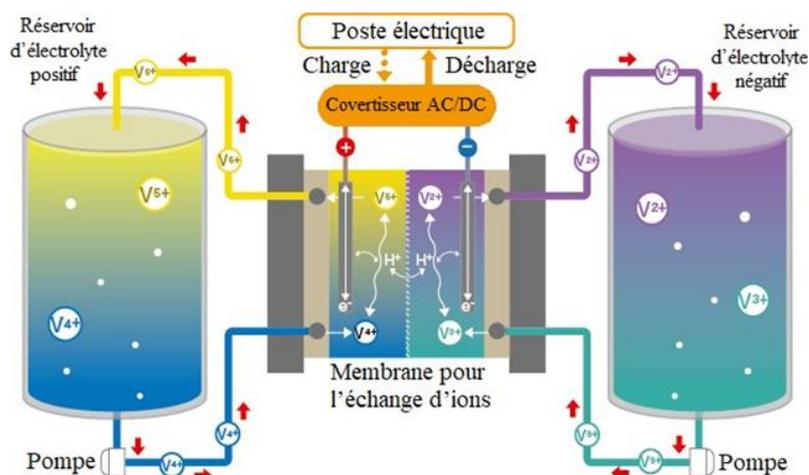


Figure I.5 : Batterie au vanadium redox

I.6.5 Stockage par systèmes hydrauliques (STEP)

Également appelé stockage par pompage-turbinage ou Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), le principe du stockage hydraulique gravitaire est d'accumuler de l'énergie sous forme d'énergie potentielle hydraulique entre un bassin en hauteur et un réservoir d'eau inférieur. L'eau du réservoir inférieur peut être ainsi pompée vers le bassin supérieur en période d'excès d'énergie et être ensuite turbinée vers le réservoir inférieur en période de demande d'énergie. Un flux à contre-courant de la demande générale révèle le fonctionnement de ces stations.

A l'avantage de pouvoir délivrer cette électricité « stockée » au moment voulu (notamment en fonction des besoins et des opportunités économiques) se cumule celui d'un temps de réaction très rapide du système de stockage hydraulique gravitaire, les turbines peuvent entrer en production en quelques minutes seulement pour stabiliser la fréquence et la tension d'un réseau comme illustré sur la figure I.6:

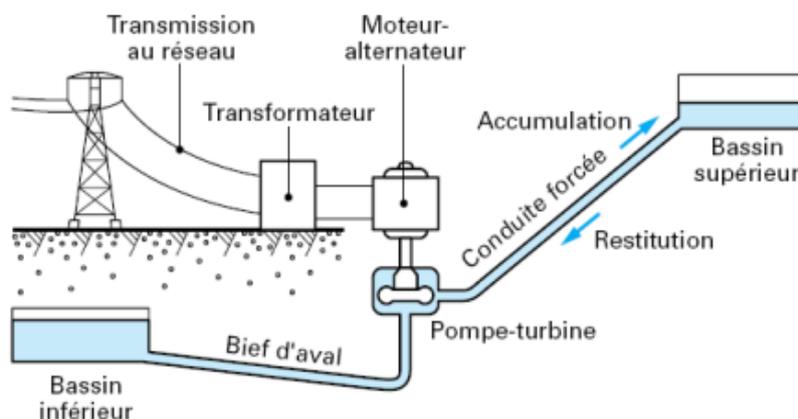


Figure I.6: Fonctionnement du stockage hydraulique gravitaire

Ce système de stockage tient une des meilleures places grâce à sa simplicité technique, sa sûreté, sa propreté et à ses avantages économiques.

Cette technique a une densité énergétique plutôt faible (1kWh pour 1m³ avec 360 m de chute), mais possède d'autres avantages :

- La possibilité de réutiliser les barrages existants
- Les quantités d'énergie stockables sont énormes par rapport à toutes autres technologies de stockage
- La puissance des turbines et maintenant des pompes également, peut varier avec une grande facilité et rapidité
- La production d'électricité est non polluante.

Les inconvénients environnementaux de ce type de stockage sont principalement les impacts visuel et auditif engendrés par l'installation des réservoirs et de la station de pompage turbinage. Les impacts sur la faune et la flore sont faibles, si ce n'est la réduction de l'habitat de certaines animaux/plantes à cause de l'emprise au sol des réservoirs et station (au maximum 1 hectare). [12]

I.6.6 Couplage avec un stockage de gaz naturel

On pourrait en effet envisager de coupler le stockage souterrain de gaz naturel avec un stockage d'électricité. En effet, le gaz naturel est stocké dans des réservoirs souterrains à grande profondeur (1.500m et à une haute pression environ 220 bars), tandis qu'il est injecté dans les canalisations de transport à une pression de l'ordre de 60 à 80 bars. Cet écart de pression oblige

à consommer de l'énergie pour la compression, laquelle pourrait être restituée sous forme d'électricité lors de la décompression.

I.6.7 Couplage avec un stockage de gaz liquéfié

La liquéfaction du gaz naturel ou l'air consomme une quantité importante d'énergie. Des sociétés japonaises envisagent de mettre à profit ces échanges de chaleur pour stocker l'électricité. Le concept met en œuvre un réservoir de stockage de gaz naturel liquéfié, un réservoir d'air liquide, des échangeurs de chaleurs régénératifs, un compresseur et une turbine à gaz. Durant les heures de consommation du gaz naturel, on vaporise celui-ci ainsi que l'air liquide, et le froid produit est conservé dans les échangeurs. Du gaz est brûlé dans la turbine, qui fournit donc de l'électricité. Durant les heures creuses, de l'air est refroidi grâce au froid emmagasiné auparavant, comprimé avec un compresseur qui consomme de l'électricité, pour être finalement liquéfié et stocké. [13]

I.7 Batteries pour les systèmes de qualité d'énergie

En général, pour les systèmes de qualité d'énergie, la décharge est limitée à moins d'une minute. On suppose que le stockage dure environ 10 minutes. De la classification des batteries susmentionnée, seuls quelques-uns peuvent convenir aux systèmes de qualité de l'énergie.

La batterie au plomb-acide est fréquemment utilisée pour les systèmes de qualité d'énergie. La batterie au plomb-acide a été utilisée avec succès avec de nombreux systèmes et bénéficie toujours d'une forte demande car il s'agit d'une technologie mature. Sandia LAB possède une grande expérience (plus de 60 MW sur le terrain) et des informations sur les coûts des batteries au plomb. Les modules individuels ont une puissance nominale de 250 kW et leurs décharges est limitée à une courte durée, jusqu'à 30 secondes. Une décharge plus longue est possible dans diverses conditions. Les batteries, stockent environ 40 kWh au taux de décharge de 10 minutes. Le module de batterie coûte \$12K pour un système de 250 kW, où 300/kWh. Ce module doit être remplacé tous les six ans. Le coût du PCS est de 410 \$/kW à cette taille et diminuera à environ 250 \$/kW pour les plus grandes tailles. Il n'y a pas de besoin évident d'observations et mesures, fixe ou variable. La batterie Li-ion peut également être utilisée pour les systèmes de qualité d'énergie. Comme la plupart des batteries, c'est dernier ne peuvent pas être complètement déchargées en quelques secondes. Comme une batterie plomb-acide de qualité d'énergie, un système de stockage de 10 minutes est supposé. Une autre différence est dans la

façon dont les pertes de convertisseur sont traitées. Parce que le convertisseur peut être connecté à temps plein, il peut y avoir des pertes de convertisseur en continu. [14]

NOTE : Les batteries au vanadium-redox sont une technologie de stockage d'énergie relativement nouvelle, généralement utilisées dans les systèmes de production distribuée, mais peuvent également être utilisées dans les systèmes de qualité d'énergie. Aussi, intégrées au terminal d'un parc éolien pour minimiser la tension et la fluctuation de puissance due à des fluctuations aléatoires de la vitesse du vent.

I.8 Système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES)

Les systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) emmagasinent de l'énergie dont le champ magnétique est créé par le flux du courant continu dans une bobine supraconductrice refroidie cryogéniquement à une température inférieure à la température critique supraconductrice.

Le système SMES comprend principalement trois parties : une bobine supraconductrice, un système de conditionnement de puissance, et un réfrigérateur refroidi par cryogénie. Une fois la bobine supraconductrice chargée, le courant ne se désintègre pas et l'énergie magnétique peut être stockée indéfiniment. L'énergie stockée peut être injectée dans le réseau en déchargeant l'antenne. Le système de conversion de puissance (PCS) utilise un onduleur pour transformer l'alimentation en courant continu en courant alternatif ou l'inverse, l'onduleur/redresseur représente une perte d'énergie dans chaque direction.

Les SMES perdent le moins d'énergie dans le processus de stockage par rapport aux autres méthodes de stockage de l'énergie. Les systèmes SMES sont très efficaces (l'efficacité de l'aller-retour est supérieure à 95 %).

En raison des besoins énergétiques de la réfrigération et du coût élevé du fil supraconducteur, le système SMES est actuellement utilisé pour le stockage d'énergie de courte durée. Par conséquent, un système SMES est le plus souvent consacré à l'amélioration de la qualité d'énergie. S'il devait être utilisé pour les services publics, il s'agirait d'un dispositif de stockage journalier, chargé à partir des centrales électriques de base la nuit et en période de pointe.

Un système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES), conçu pour améliorer la qualité de la puissance pour les charges critiques, fournit de l'énergie de report pendant les baisses de tension et les pannes de courant momentanées. Le système stocke l'énergie dans une

bobine supraconductrice immergée dans de l'hélium liquide. La figure I.7 présente un schéma de base d'un système SMES.

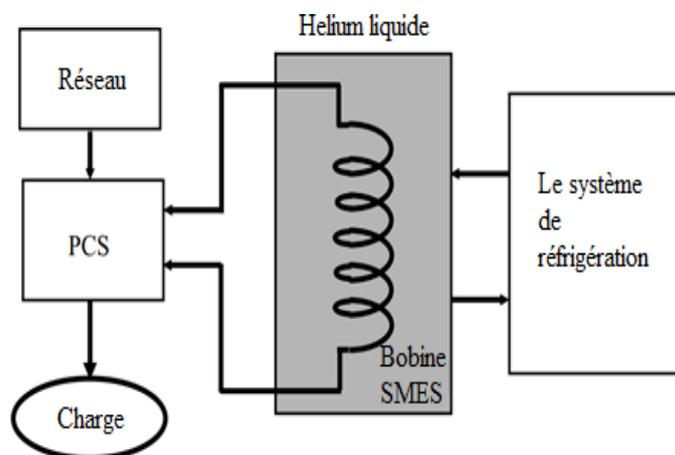


Figure I.7 : Schéma d'un système SMES de base.

L'alimentation du système de services publics alimente aussi l'équipement de commutation et de conditionnement de l'alimentation qui fournit de l'énergie pour recharger la bobine et ainsi stocker de l'énergie. En cas de baisse de tension ou de coupure de courant momentanée, la bobine se décharge par l'équipement de commutation et de conditionnement, alimentant la charge en énergie conditionnée.

Le système de réfrigération et la cuve à hélium gardent le conducteur au froid pour maintenir la bobine à l'état supraconducteur. L'utilisateur peut placer la bobine magnétique soit en parallèle (shunt-connecté) ou en série (série-connecté ou en ligne) avec la puissance.

Un système SMES est essentiellement efficace et a des exigences de fonctionnement différentes de celles des autres technologies. En raison de ces caractéristiques, un système SMES a le potentiel de trouver une application dans des systèmes ayant de grandes exigences de stockage d'énergie. Cette technologie récemment conçue répond à de nombreuses exigences de l'entreprise en matière du stockage journalier. Une caractéristique habituelle d'une unité SMES est l'échelle de coût avec la taille, qui est différente de celle des autres dispositifs de stockage. Pour une conception donnée, le coût d'une unité SMES est approximativement proportionnel à sa surface et à la quantité requise de supraconducteur. Le coût par unité d'énergie emmagasinée (mégajoules ou kilowattheures) diminue à mesure que la capacité de stockage augmente.

De plus, la charge et la décharge d'une unité SMES passent par le même dispositif, un convertisseur multi phase, qui permet au système SMES de répondre en quelques dizaines de

millisecondes à des demandes de puissance qui pourraient inclure un changement de la charge maximale à la puissance de décharge maximale. Cette réponse rapide permet à une unité de stockage journalier de fournir une réserve de rotation et d'améliorer la stabilité du système. Le convertisseur et le stockage d'énergie dans la bobine sont très efficaces car il n'y a pas de conversion d'énergie d'une forme à l'autre comme dans l'hydroélectricité pompée, par exemple, où l'énergie électrique est convertie en énergie mécanique.

Dans les réseaux électriques, une compensation réactive continue de l'extrémité de charge des lignes de transport est généralement requise pour le contrôle statique et dynamique de la tension et la préservation de la stabilité du système. La puissance active et réactive d'un système SMES peut être contrôlée facilement et de manière indépendante pour permettre de sélectionner librement la consommation de VAR à tout moment du transfert de puissance actif.

La figure I.8' montre la configuration de base d'une unité SMES dans le réseau électrique. Le convertisseur de source de tension (VSC) se compose d'un redresseur/onduleur PWM utilisant des IGBT ou des GTO. Le concept de commande d'un système SMES de charge et de décharge d'énergie est illustré à la figure I.9. L'hacheur DC-DC est contrôlé pour fournir une tension positive (IGBT est activé) ou négative (IGBT est désactivé) V_{sm} à la bobine SMES, puis l'énergie stockée peut être chargée ou déchargée.

Par conséquent, la bobine supraconductrice est chargée ou déchargée en ajustant la tension moyenne, V_{smav} , à travers la bobine qui est déterminée par le cycle d'utilisation de l'hacheur DC-DC à deux quadrants.

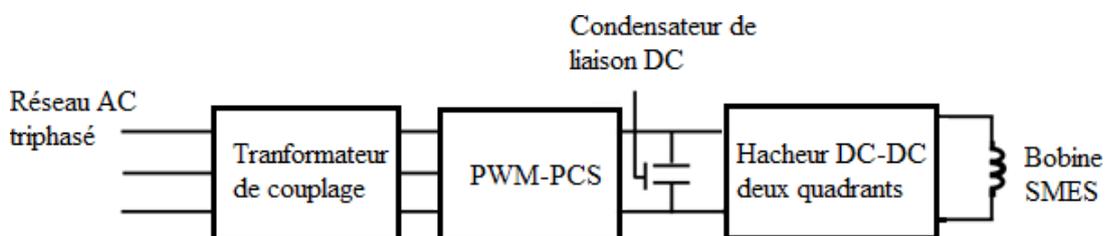


Figure I.8 : Composants de base d'un système de commande SMES

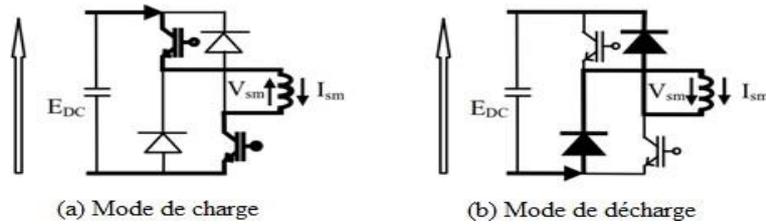


Figure I.9 : Concept de contrôle de la charge et la décharge d'énergie dans les SMES

I.9 Système de stockage d'énergie à volant d'inertie (FESS)

Un volant d'inertie convertit l'énergie électrique en énergie cinétique et vice versa, de sorte que l'énergie est stockée sous forme d'énergie cinétique. Fondamentalement, un volant se compose d'un arbre qui contient le volant. Le rotor du moteur est monté sur cet arbre. Le carter du volant contient le stator électrique de la machine.

Lorsqu'il est nécessaire de convertir l'énergie électrique en énergie cinétique, le moteur fonctionne comme un moteur, absorbant l'énergie électrique en accélérant l'arbre jusqu'à ce qu'il atteigne la vitesse de fonctionnement.

Une fois cette vitesse atteinte, le moteur est déconnecté du réseau, mais l'arbre continue à tourner longtemps du fait de l'inertie du volant. De cette façon, l'énergie électrique a été convertie en énergie cinétique et stockée pendant la rotation de l'arbre.

L'énergie cinétique est convertie en énergie électrique lorsque l'énergie stockée doit être extraite de la machine. Dans ce cas, le moteur fonctionne comme un générateur, son arbre est déjà en mouvement.

Les paramètres électriques de l'énergie extraite sont contrôlés par un convertisseur basé sur l'électronique de puissance pour avoir la tension, la fréquence et la puissance appropriées.

I.9.1 Matériau utilisé dans le volant d'inertie

Il existe deux classes de base de volants d'inertie basés sur le matériau utilisé dans le rotor. La première classe utilise un rotor constitué d'un matériau composite de pointe comme la fibre de carbone ou le graphite. Ces matériaux ont des rapports de résistance au poids très élevés, ce qui donne aux volants d'inertie le potentiel d'avoir une énergie spécifique élevée.

La deuxième classe de volants d'inertie utilise l'acier comme principal matériau structurel du rotor. Cette classe comprend les modèles traditionnels de volant d'inertie qui ont de grands diamètres, tournent lentement, et ont une faible puissance et densités d'énergie, mais comprend également quelques nouveaux volants à hautes performances. Dans un volant d'inertie intégré, l'accumulateur de stockage d'énergie et le rotor électromagnétique sont combinés dans un rotor monobloc en acier massif.

En utilisant une conception intégrée, la densité de stockage d'énergie d'un système de stockage d'énergie de rotor d'inertie en acier à haute puissance peut se rapprocher de celle

d'un système de rotor composite, mais évite les coûts et les difficultés techniques d'un rotor composite.

I.9.2 État de développement/déploiement

Alors que des volants d'inertie de grande puissance sont développés et déployés pour des applications aérospatiales et d'alimentation sans interruption (UPS), il y a un effort, lancé par Beacon Power, pour optimiser des conceptions de roue d'inertie commerciales à faible coût pour un fonctionnement de longue durée (jusqu'à plusieurs heures). Des mégawatts par minutes ou heures peuvent être stockés en utilisant une approche de ferme de volant d'inertie. Quarante roues de 25 kW/25 kWh (voir Figure.I.8), peuvent stocker efficacement 1 MW pendant 1 heure dans un faible encombrement.

L'énergie emmagasinée peut être estimée par :

$$E = \frac{I\omega^2}{2} = \frac{mr^2\omega^2}{2} = \frac{mv^2}{2} \quad (\text{I.1})$$

Où, ω est la vitesse de rotation (rad/sec), I le moment d'inertie pour le mince cylindre de jante, m est la masse du cylindre, r le rayon de la jante et v est la vitesse linéaire de la jante.

Un système de stockage d'énergie par volant d'inertie (FESS) peut être utilisé pour stabiliser efficacement un parc éolien. Plusieurs études sont rapportées dans ce domaine, où un volant d'inertie est proposé pour intégration avec le générateur éolien [9] et [10]. La figure

I.10/11 montre un schéma qui comprend un parc éolien, un volant d'inertie, une charge de consommation et la centrale électrique principale.

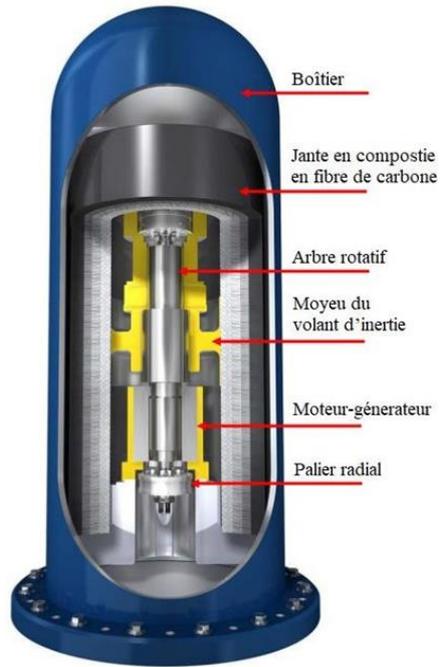


Figure I.10 : Volant d'inertie Beacon Power Smart Energy

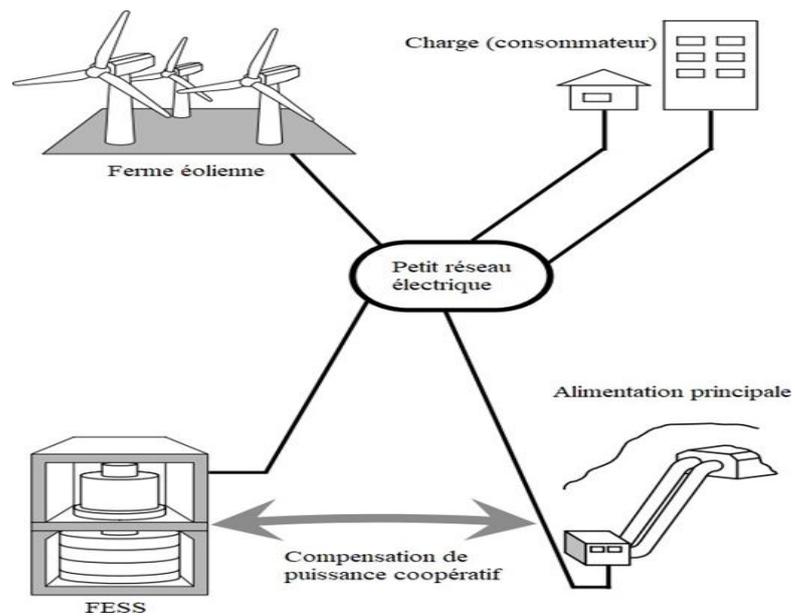


Figure I.11 : Schéma d'une application FESS à un parc éolien

I.10 Système de condensateurs d'énergie (ECS)

Un système de condensateurs d'énergie (ECS) se compose d'un condensateur double couche électrique ou électrochimique (EDLC) et des dispositifs d'électroniques de puissance et est utilisé comme système de stockage d'énergie. Les composants de base d'un système de commande ECS sont illustrés à la figure I.12, qui comprend un convertisseur de source de tension PWM (VSC), un convertisseur buck/boost DC-DC et un banc EDLC. Le VSC PWM contrôle la tension de la liaison DC et la puissance réactive provenant du réseau, tandis que le convertisseur buck/boost DC-DC contrôle la puissance réelle.

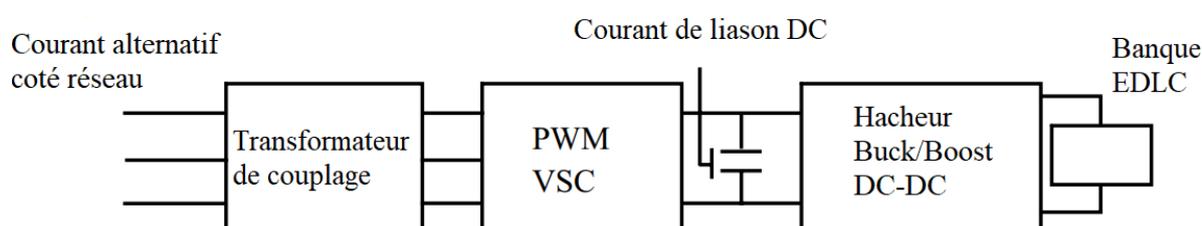


Figure I.12 : Composants de base d'un système de commande ECS

I.11 Théorie et modélisation de l'EDLC

Au cours des dernières années, un dispositif de stockage d'énergie électrique haute performance sans pollution a été exigé. L'une des meilleures solutions est le condensateur double couche électrique ou électrochimique (EDLC), également connu sous le nom de super-condensateur ou l'ultra-condensateur. Le professeur Pieter van Musschenbroek a inventé le premier condensateur en 1745 par accident. Plus tard, au milieu du XIXe siècle, le physicien allemand Herman Ludvig Ferdinand von Hemholtz a formulé le principe d'un condensateur électrochimique à double couche. Il a fallu presque un siècle avant que certains scientifiques commencent à développer l'idée de Hemholtz, et au début de 1980, les Japonais ont été les premiers à réussir dans la réalisation technique, quand un condensateur de taille volumineuse avec une capacité de 10 farads est venu sur le marché. Après cela, les scientifiques et les fabricants ont investi beaucoup de temps dans cette technologie, qui est devenue très répandue dans le monde de l'électricité.

Un condensateur de base se compose de feuilles conductrices et d'un séparateur sec. Il existe trois types de matériaux d'électrode adéquats pour un EDLC. L'un des plus courants est la

grande surface de carbone activé. C'est aussi le moins cher à fabriquer. Les deux autres électrodes sont de l'oxyde métallique et des polymères conducteurs, mais elles ne sont pas aussi couramment utilisées que le carbone activé.

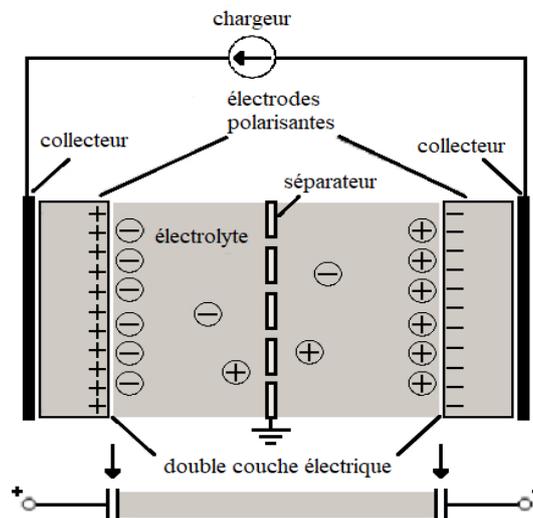


Figure I.13 : Principe du condensateur électrique double couche.

L'EDLC est un dispositif de stockage de charge, qui utilise une double couche formée sur une grande surface d'un matériau microporeux tel que le carbone activé. La structure de la double couche est illustrée à la figure I.13. L'EDLC emmagasine l'énergie dans la double couche formée près de la surface de l'électrode de carbone. Il y a deux couches : une couche de molécules d'électrolyte et une deuxième couche pour la diffusion. Dans la première couche, les électrons ne peuvent pas bouger du tout. Dans la seconde, les électrons peuvent se déplacer un peu [15].

I.12 Principe du stockage d'énergie

Un EDLC stocke l'énergie électrique dans une double couche électrochimique formée à une interface solide/électrolyte. Les charges ioniques positives et négatives à l'intérieur de l'électrolyte s'accumulent à la surface de l'électrode solide et compensent la charge électronique à la surface de l'électrode.

La capacité de stockage d'énergie d'un EDLC peut être décrite par l'équation I.2 :

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (I.2)$$

Où, E est l'énergie emmagasinée en joules (J), V est la tension nominale ou de fonctionnement de l'EDLC, et C'est la capacité en (Farad).

Une autre mesure de la performance d'EDLC est la capacité de stocker et de libérer l'énergie rapidement. C'est la puissance, P, d'un EDLC donné par :

$$P = \frac{V^2}{4R} \quad (I.3)$$

I.13 Avantages et inconvénients

L'EDLC a une durée de vie pratiquement illimitée en considérant son nombre de cycles (charge/décharge). L'EDLC peut être complètement chargé en quelques secondes, et il peut être mis en rotation des millions de fois. L'EDLC a une méthode de charge simple ; il n'est pas nécessaire de construire des circuits de protection. La surcharge ou la sur-décharge n'a pas d'effet négatif sur la durée de vie, comme sur celle des batteries chimiques. Après une charge complète, il cesse d'accepter la charge.

Les EDLC ne nuisent pas à l'environnement parce qu'ils ne contiennent pas de polluants comme certaines batteries. La plupart des batteries contiennent des matières toxiques. Les batteries Ni-Cd contiennent du cadmium (Cd) et les batteries au plomb-acide contiennent du plomb (Pb). L'EDLC ne contient pas de métaux lourds ou de matières toxiques comme Ni, Cd, Pb. Par conséquent, un EDLC est plus respectueux de l'environnement que les batteries.

Le condensateur électrique double couche n'est pas un composant idéal. Il y a certaines limites. Les cellules ont une basse tension, et s'il y a un besoin pour une tension plus élevée, une connexion de série est nécessaire. S'il y a plus de trois condensateurs en série, l'équilibrage de la tension est nécessaire. Il va étendre l'espace de la carte radicalement, en particulier dans les applications portables et cela pourrait être crucial pour l'ensemble du système. Les EDLC ont un taux d'autodécharge élevé. Après un mois, la charge du condensateur diminue de plein à 50 %. D'autre part, l'EDLC est un condensateur de longue durée ; il se détériore à 80 % après une décennie en utilisation normale. En outre, l'un des inconvénients est sa faible densité d'énergie. Les EDLC contiennent habituellement entre un cinquième et un dixième de la densité énergétique d'une batterie électrochimique [16].

Exemples d'application

Les applications de condensateurs à double couche se sont énormément développées au cours des dernières années et les fabricants les développent actuellement pour obtenir des fonctionnalités optimales dans des emballages raisonnables. Les condensateurs électriques à double couche sont utilisés dans les applications suivantes [17]:

- Sources d'alimentation de secours pour une application portable en cas de coupure
- Sauvegarde de mémoire pour les programmes, les minuteries, etc.
- Sources d'alimentation pour les équipements utilisant des cellules photovoltaïques
- Soutien des réseaux souterrains (réseaux de métro)
- Alimentation sans coupure. Elle alimente, par exemple, les génératrices de secours
- Démarreur pour petits moteurs
- Amortissement des oscillations du réseau électrique
- Lissage de la puissance de sortie du parc éolien et régulation de la tension des bornes.

I.14 Modélisation EDLC

Il existe quelques types de modèles EDLC disponibles pour l'étude par simulation. L'un est le modèle groupé équivalent simplifié de la cellule EDLC qui peut être exprimé comme le montre la figure I.14. Le modèle distribué illustré à la figure I.12b est également considéré comme représentant précisément les caractéristiques terminales de la cellule EDLC, où les paramètres distribués sont déterminés par certains pourcentages du modèle groupé. [18],

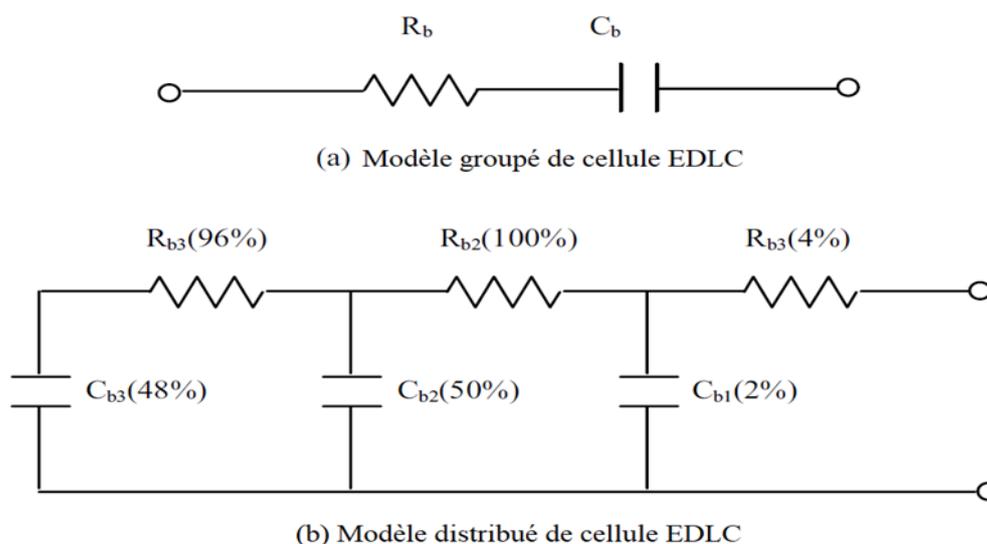


Figure I.14 : Circuit équivalent d'une cellule EDLC.

I.15 Analyse coûts/rendement

Pour les quatre types de technologies mentionnés ci-dessus, les Laboratoires Nationaux de Sandia ont présenté une belle analyse coût/rendement pour la qualité de l'énergie (PQ) montrée dans le tableau 1.4 [19].

Technologie	Coût lié à l'énergie (livré) (\$/kWh)	Coûts liés à la puissance (\$/kW)	Efficacité(AC-AC)	Coût de remplacement(\$/kWh)	Fréquence de remplacement (année)
Batteries au plomb-acide	300	250	0.75	300	6
Li-ion	500	200	0.85	500	10
Micro-SMES	50000	200	0.95	0	Aucune
Volants d'inertie (grande vitesse) 150 kW pour 15 min.	1000	300	0.95	0	Aucune
Volants d'inertie (grande vitesse) 120 kW pour 20 sec.	24000	333	0.95	16000	16
Volants d'inertie (grande vitesse) 200 kW pour 20 sec.	125000	300	0.95	0	Aucune
Volants d'inertie (faible vitesse)	50000	300	0.9	0	Aucune
Super-condensateurs	30000	300	0.95	0	Aucune

Tableau 1.4 : Coûts/rendement analyse de la qualité d'énergie.

Note : Les paramètres kW de la première colonne ne sont inclus que pour les FES parceque les coûts sont propres à ces systèmes et ne sont pas génériques.

I.16 Conclusion

Dans ce chapitre, différents types de systèmes de stockage d'énergie tels que STATCOM/BESS, SMES, volant d'inertie et ECS sont discutés en détail, y compris la configuration de base, le schéma de connexion et leurs applications. La régulation de fréquence nécessite une énergie stockée qui interviendra lors des perturbations, il serait judicieux d'intégrer un système de stockage d'énergie au réseau afin de pouvoir gérer les fluctuations de la fréquence. Nous consacrons le prochain chapitre pour la modélisation dynamique du réseau électrique et ses composants.

Chapitre II Modélisation dynamique du réseau électrique

II.3. Introduction

Les réseaux électriques ont toujours été compliqués à étudier, aujourd'hui ils deviennent de plus en plus complexes par la difficulté à prédire leur comportement, pour faciliter ces études, on a recours à la modélisation dynamique qui permettra de simplifier la représentation mathématique des réseaux [20].

Les phénomènes qui se produisent dans un réseau électrique ont des durées très variables. Elles peuvent aller de la microseconde, aux heures, ou même aux jours,

Dans ce chapitre nous présenterons le modèle dynamique des composants du réseau électrique pour des analyses de la simulation dynamique à court et moyen terme. Pour permettre d'étudier le comportement de la fréquence à moyen et court terme suite à une variation de charge classique, ou une fluctuation du niveau de charge induite par l'intermittence des sources à énergie renouvelable. Un modèle dynamique du système de stockage est élaboré pour prendre en considération la variation et les limites de son niveau de charge ainsi que ses puissances max de charge et de décharge. C'est un modèle simple et commandable développé sous environnement Matlab/Simulink.

II.2 Modélisation de la machine synchrone

Dans cette partie, l'accent est mis sur la modélisation et le contrôle des machines synchrones, car elles jouent un rôle important dans le réseau électrique pour leurs flexibilités et doivent compenser la variation accrue de l'alimentation et de la demande [21]. Cependant, pour le modèle étudié la machine synchrone est décrite par un modèle du 4eme ordre en

prenant en compte les variables suivantes : ω_i , δ_i , E'_{qi} , E'_{di}

La dynamique de la machine synchrone est donnée par :

$$\frac{M_i d\omega_i}{W_s dt} = T_{Mi} - E'_{qi} I_{qi} - E'_{di} (X''_{qi} - X''_{di}) I_{di} I_{qi} - D_i (\omega_i - \omega_s) \quad (II.1)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (II.2)$$

$$\frac{T'_{di} dE'_{qi}}{dt} = - E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di} + E'_{fd} \quad (II.3)$$

$$T'_{qi} \frac{dE'_{di}}{dt} = - E'_{di} - (X_{qi} - X'_{qi}) I_{qi} \quad (II.4)$$

Où :

δ_i : Angle interne du générateur

ω_i : Vitesse angulaire en rad/sec

TM : Couple d'entrée mécanique en pu

E'_{fi} : Tension d'excitation

X_{di}, X_{qi} : Réactances synchrones de l'axe d et q, respectivement

X'_{di}, X'_{qi} : Réactances transitoires de l'axe d et q, respectivement

E_{di}, E_{qi} : Tensions de bus externes de l'axe d et q, respectivement

E'_{di}, E'_{qi} : Tensions transitoires internes de l'axe d et q, respectivement

I_{di}, I_{qi} : Courants du générateur de l'axe d et q, respectivement

T'_{di}, T'_{qi} : Constantes de temps transitoires en boucle ouverte de l'axe d et q, respectivement

II.3. Modèle du système d'excitation

Dans le cas étudié, Simulink utilise le système d'excitation IEEE du type 1, qui est schématisé dans la figure II.1.

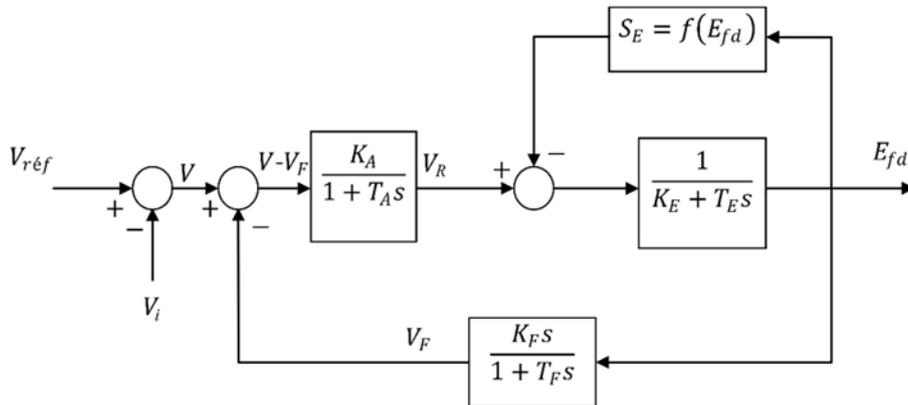


Figure II.1 : Système d'excitation IEEE de type 1

II.3.1. Hypothèse simplificatrices

La saturation SE est négligée en supposant que le point d'équilibre se situe sur la partie linéaire de la caractéristique $E_{fd} = f(I_{fd})$.

La constante de temps TR du filtre est négligée et donc $VC = Vt$. Le modèle simplifié est représenté par les équations différentielles suivantes :

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_E} (V_A - K_A E_{fd}) \quad (II.5)$$

$$\frac{dv_A}{dt} = \frac{1}{T_A} (-K_A V_F - K_A V - V_A) \quad (II.6)$$

$$\frac{dv_A}{dt} = \frac{1}{T_F} (K_F \frac{dE_{fd}}{dt} - V_F) \quad (II.7)$$

$$\text{Avec : } V = Vr_{éf} - V_i \quad (II.8)$$

Où :

E_{fd} : Tension d'excitation.

$Vr_{éf}$: Tension de référence.

V_i : Signal supplémentaire.

K_A, T_A : Gain et constante de temps du régulateur de tension.

K_E, T_E : Paramètres de l'excitateur.

K_F, T_F : Paramètre du stabilisateur. Et TR : Constante de temps du filtre.

II.4. Modèle de la turbine et du gouverneur

Un régulateur de turbine à vapeur est un composant du système de commande de turbine qui régule la vitesse de rotation en réponse à des conditions de charge changeantes. Le signal de sortie du régulateur manipule la position d'une vanne d'entrée de vapeur ou de buses qui à leur tour régulent le débit de vapeur vers la turbine [22].

La turbine à vapeur et régulateur met en œuvre un moteur d'entraînement à vapeur composé en tandem complet, comprenant un système de régulation de vitesse, une turbine à vapeur à quatre étages et un arbre avec jusqu'à quatre masses. (Voir Figure. II.2)

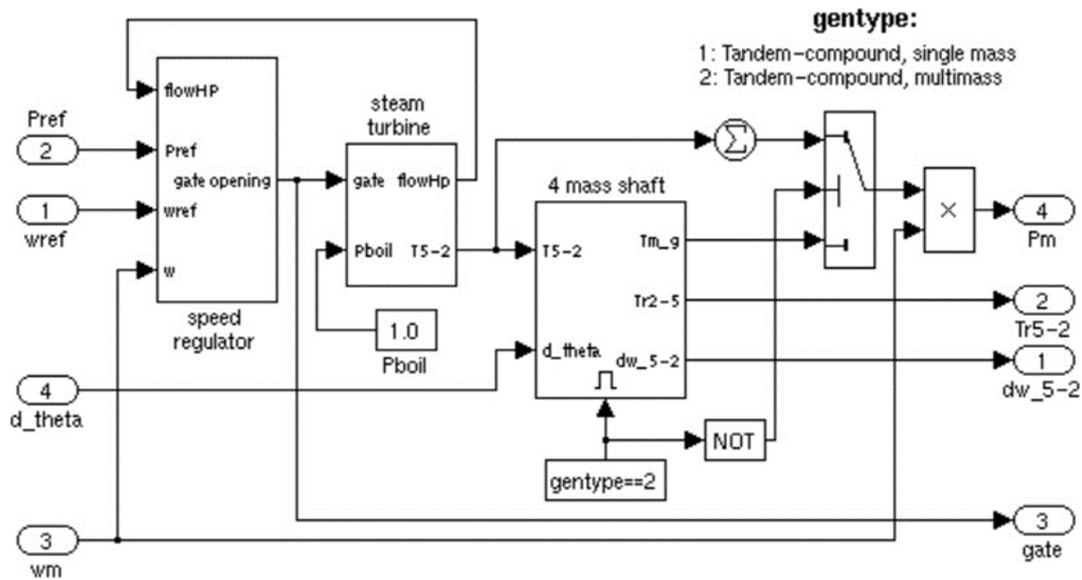


Figure II.2 : Schéma bloc de la turbine à vapeur et régulateur

Le système de régulation de vitesse se compose d'un régulateur proportionnel, d'un relais de vitesse et d'un servomoteur contrôlant l'ouverture du portail [23]. (Voir Figure II.3)

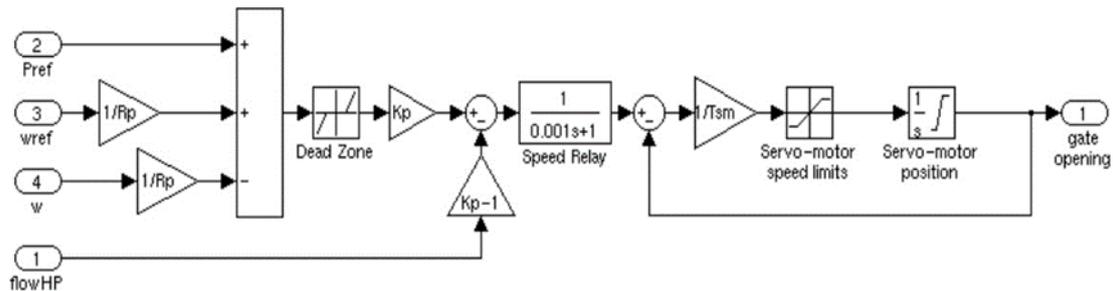


Figure II.3 : Schéma bloc du système du régulateur de vitesse.

La turbine à vapeur comporte quatre étages, chacun modélisé par une fonction de transfert du premier ordre. Le premier étage représente le coffre à vapeur tandis que les trois autres étages représentent soit des réchauffeurs, soit des tuyaux de croisement. La chaudière n'est pas modélisée et la pression de la chaudière est constante à 1,0 pu.

Les fractions F2 à F5 (Figure. II.4) sont utilisées pour répartir la puissance de la turbine aux différents étages de l'arbre, il modélise un système à quatre masses, qui est couplé à la masse dans le modèle de machine synchrone pour un total de cinq masses. La masse de la machine est étiquetée masse n°1. La masse dans la turbine à vapeur et régulateur, qui est la plus proche de la masse de la machine, est la masse n°2, tandis que la masse la plus éloignée de la machine est la masse n°5.

L'arbre est caractérisé par des inerties de masse H, des facteurs d'amortissement D et des coefficients de rigidité K.

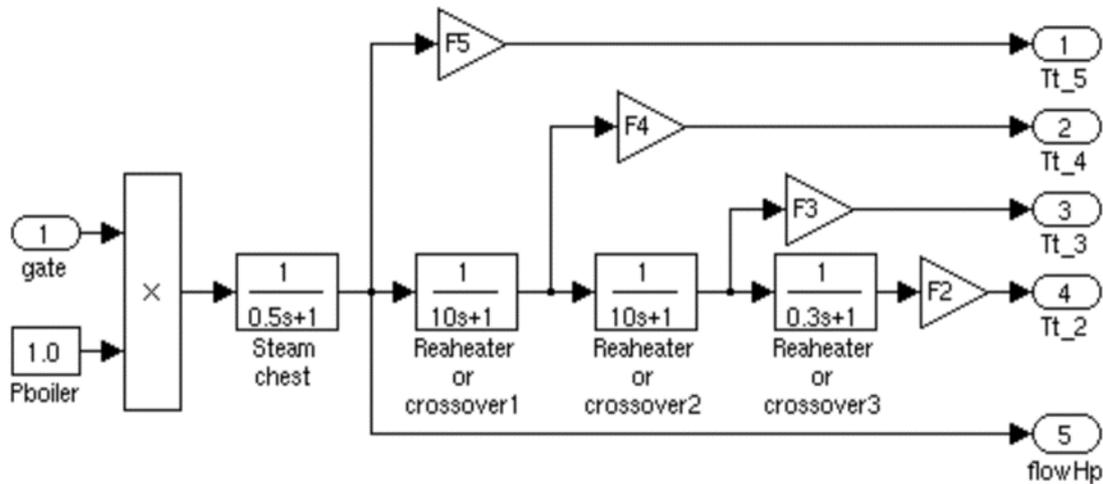


Figure II.4 : Schéma bloc de la turbine à vapeur et ses quatre étages.

PUISSANCE (MW)	TYPE DE TURBIN	CONSTANTE DE TEMPS MECANIQUE(S)
133	Hydraulique	57.90
250	Hydraulique	34.43
121	A vapeur	10.59
230	A vapeur	10.49
100	A gaz	8.02
219	A gaz	9.50

Dans notre travail. Nous nous intéressons au comportement dynamique transitoire du réseau électrique ; avec des temps de simulation ne dépassent pas les 10sec. Les constantes de temps dans le tableau sont relativement grandes. Cependant un modèle simplifié de turbine à vapeur avec son régulateur est utilisé dans notre étude.

II.5. Modèle du régulateur diesel

Le générateur diesel est un instrument nécessaire pour modéliser et analyser dynamiquement un micro-réseau multi-sources.

En raison de sa fonction critique en tant que source de secours pour permettre au générateur diesel de fonctionner en toute sécurité dans des conditions transitoires et de son rôle dans la

régularité de la fréquence. Initialement, le générateur diesel est en mode veille et ne délivre aucune puissance active pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale.

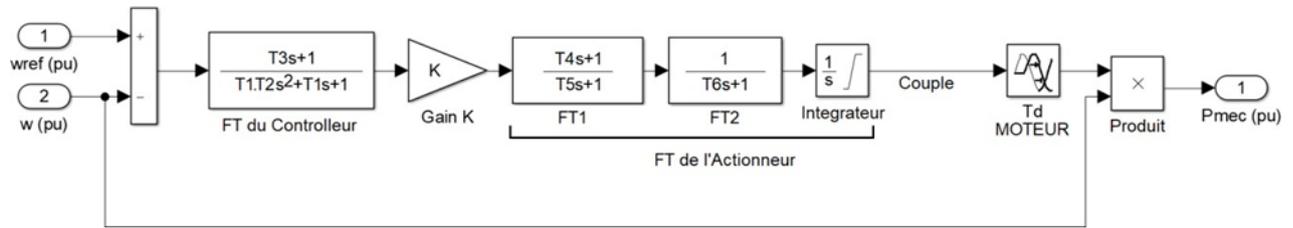


Figure II.5 : Schéma bloc du régulateur diesel

Où :

T_1, T_2, T_3 : Constantes de temps du régulateur

T_4, T_5, T_6 : Constantes de temps de l'actionneur

K : Gain du régulateur

T_{mi}, T_{max} : Limites de couple (Intégrateur)

T_d : Temps de délai

On observe que le régulateur a deux bornes d'entrée, une est la vitesse de référence et une autre est la vitesse réelle et une borne de sortie est la puissance mécanique. Cette puissance mécanique produite est introduite dans le bloc générateur synchrone. La vitesse de l'arbre détectée par le bloc générateur est renvoyée au bloc moteur diesel et la différence entre la vitesse de référence et la vitesse réelle est mesurée et contrôlée à l'aide d'un contrôleur PID approprié qui minimise l'erreur de vitesse.

L'actionneur reçoit un signal du régulateur pour ajuster le taux d'injection de carburant qui maintient la sortie de fréquence constante du système [24]. La fonction de transfert et la boucle de rétroaction du régulateur modélisé sont illustrées à la figure II.5.

II.6. Modélisation des transformateurs

Les transformateurs sont généralement modélisés, à 50 ou 60 Hz, par un schéma équivalent monophasé faisant intervenir un transformateur idéal, des éléments en série qui sont directement fournies par le constructeur (les résistances des enroulements primaire et

secondaire et les inductances de fuites) et des éléments en parallèle (l'inductance de magnétisation et une résistance modélisant les pertes "fer") [25].

Ramené au même niveau de tension, son schéma se réduit à un schéma en T, qui lui-même a un équivalent en π . (Voir figure II.6)

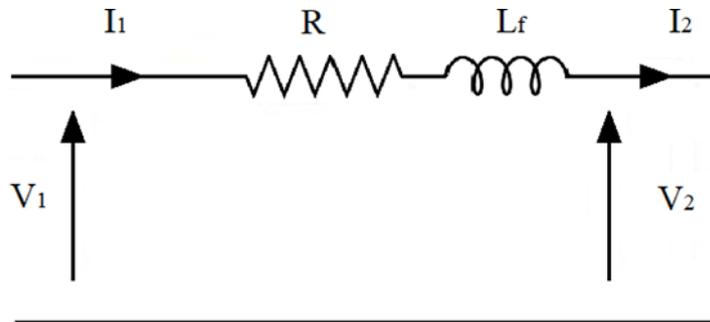


Figure II.6 : Modélisation d'un transformateur.

II.7. Modélisation du stockage

Actuellement, il existe plusieurs types de batteries et il est nécessaire de choisir la batterie la plus appropriée à chaque utilisation.

II.7.1. Les grandeurs caractéristiques des batteries

Afin de mieux comprendre le fonctionnement de la batterie, on définit dans ce qui suit les principales caractéristiques usuellement utilisées pour caractériser une batterie.

II.7.1.1. La capacité normale (C_n)

C'est une grandeur considérée comme la caractéristique principale de la batterie. Elle est définie comme étant la quantité d'énergie emmagasinée, et donc celle que la batterie est capable de restaurer au cours d'une décharge complète. Elle s'exprime usuellement en Ampère-heure (Ah). Les fabricants offrent souvent la possibilité pour les régimes de 100, 20 et 10 heures, correspondant respectivement à des capacités qui sont exprimées par C 100, C 20 et C 10 (Ah). [26]

II.7.1.2. La tension

Chaque batterie possède une tension normale qui va varier au cours des différents processus et en fonction de son état de charge, elle peut présenter quelques volts au-dessus ou en dessous de cette valeur nominale. [27]

II.7.1.3. L'état de charge (SoC)

L'état de charge (en%) est la capacité restante de la batterie estimée par le rapport entre la quantité de charge actuelle disponible Q et la quantité totale Q_{totale} , l'état de charge est donné par l'équation suivante [28]:

$$SoC = \frac{Q}{Q_{\text{total}}} \quad (0 \leq SOC \leq 1) \quad (\text{II.9})$$

II.7.1.4. La profondeur de décharge (DoD)

La profondeur de décharge (en %) est la valeur de l'énergie extraite d'une batterie complètement chargée. Par exemple pour une batterie de 100 Ah, qui se décharge de 20 Ah, correspond à une profondeur de décharge de 20 %. On peut trouver des décharges dites de surface (moins de 20 %) ou les décharges dites profondes (jusqu'à 80 %). La profondeur maximale de décharge DoD_{max} est la valeur de l'énergie qu'on peut extraire de la batterie sans endommager la batterie. La capacité utile est donnée par l'équation suivante [27] :

$$C_u = C_n \cdot DoD_{\text{max}} \quad (\text{II.10})$$

Les fabricants recommandent souvent de ne pas descendre au-dessous d'un certain état de charge SoC_{min} (environ 30 ou 40%) pour éviter d'endommager la batterie à cause des décharges excessives. L'état de charge minimal peut être exprimé par l'équation suivante [28]

$$SoC_{\text{min}} = 100 - DOD_{\text{max}} \text{ (en \%)} \quad (\text{II.11})$$

II.7.1.5. Le rendement en charge et en décharge de la batterie

Le rendement en charge η_c (en%) est le rapport entre l'énergie réellement stockée dans la batterie en charge et l'énergie utilisée dans ce processus. Le rendement en décharge η_d est le rapport entre l'énergie fournie au système extérieur et l'énergie produite par la batterie. La figure II.7 montre un exemple de rendement en charge d'un convertisseur DC/DC.

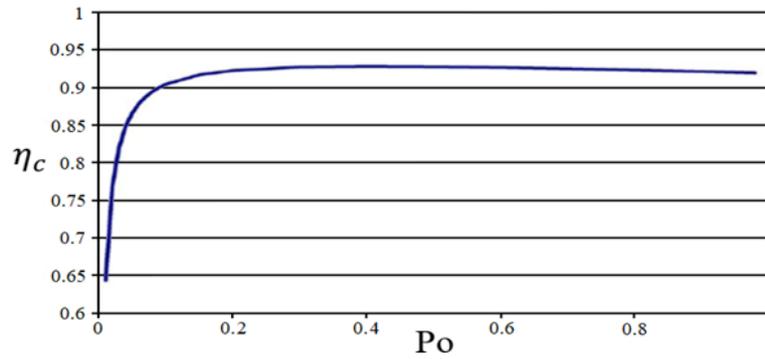


Figure II.7 : Rendements en charge d'un convertisseur DC/DC [28]

II.7.1.6. La durée de vie de la batterie

Calculé en cycle charge/décharge, la durée de vie dépend de deux facteurs principaux dans notre cas qui sont [29] :

- Le nombre d'utilisation de la batterie dépend des cycles charge/décharge que peut effectuer une batterie jusqu'à la fin de sa durée de vie.
- Plus la profondeur de décharge est sollicitée plus elle est endommagée [30] (Voir Figure.II.8)

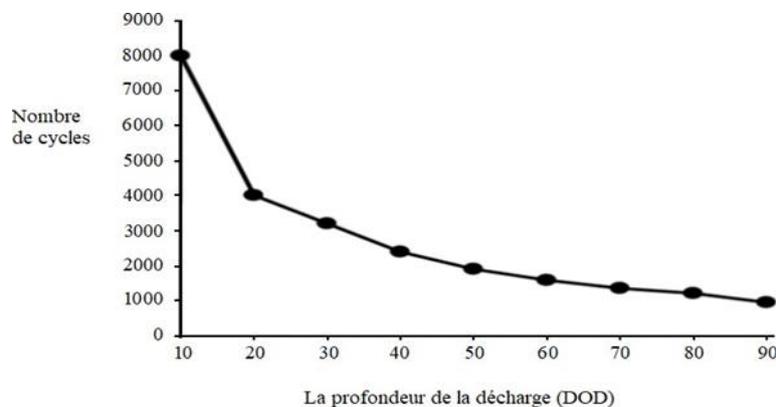


Figure II.8: Nombre de cycles (charge/décharge) en fonction de la profondeur de décharge (DoD).

II.8. Modélisation d'une ligne de transport

Une ligne de transmission courte est représentée par son impédance en série. Les moyennes et longues lignes ainsi que les câbles sont représentées par un circuit en π , voir la figure II.9 [31].

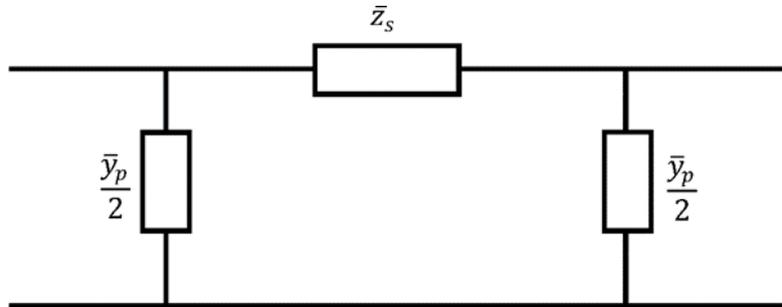


Figure II.9 : Modèle d'une ligne de transmission.

Où :

z^-_s : Impédance série de la ligne ou du câble.

\bar{y}_p : Admittance parallèle de la ligne ou du câble.

II.9. Modélisation d'une charge statique

Un fonctionnement stable du réseau électrique doit assurer la capacité de l'alimentation des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique

La charge statique dans un système de puissance peut être linéaire ou non linéaire (nous considérons la charge linéaire comme illustrée à la figure II.10).

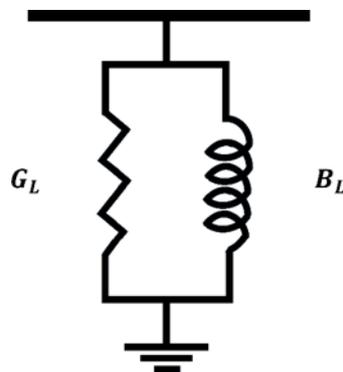


Figure II.10: Modèle de la charge linéaire

$$G_L = \frac{P_{L0}}{V_0^2} \quad (\text{II.12})$$

$$B_L = \frac{-Q_{L0}}{V_0^2} \quad (\text{II.13})$$

$$Y = G_L + B_L \quad (\text{II.14})$$

Où :

\bar{Y} : Admittance de la charge en pu.

P_{L0} : Puissance active de la charge en pu.

Q_{L0} : Puissance réactive de la charge en pu.

V_0 : Amplitude de la tension en pu

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les modèles des composants du réseau électrique, en passant par la modélisation dynamique de la machine synchrone du quatrième ordre, le groupe diesel, les systèmes de stockage de l'énergie électrique et les autres éléments du réseau.

Les modèles présentés, nous permettront de faire des analyses de simulation dynamique à court et moyen terme pour étudier la variation de la fréquence dans le prochain chapitre.

Chapitre III

Régulation de

fréquence avec un

system de stockage

III.1 Introduction :

La croissance continue de la charge et l'augmentation du transfert d'énergie dans les réseaux entraînent un fonctionnement stressé et moins sûr du réseau électrique. Cela a suscité l'intérêt des exploitants des réseaux de transport et des entreprises d'électricité pour les systèmes de stockage d'énergie à grande échelle. [29]

Des recherches antérieures et des installations pratiques [30]-[31] ont démontré techniquement qu'une batterie de stockage peut effectivement fournir une régulation de fréquence. L'unité de stockage absorbe l'énergie lorsque la fréquence du système est supérieure à une valeur nominale et renvoie cette énergie dans le réseau lorsque la fréquence est inférieure à la valeur nominale.

Dans une première partie de ce chapitre, nous procéderons à la validation du comportement du modèle de notre système de stockage par son intégration dans un réseau infini et sa connexion à un groupe diesel avec inertie finit, pour montrer l'influence du comportement du système de stockage sur la fréquence du réseau.

Une stratégie de commande du régulateur du système de stockage sera élaborée, pour permettre à ce dernier de participer à la régulation primaire de la fréquence.

III.4. Validation de l'installation du modèle de stockage au réseau

III.4.1. Programmation du modèle sur Matlab/Simulink

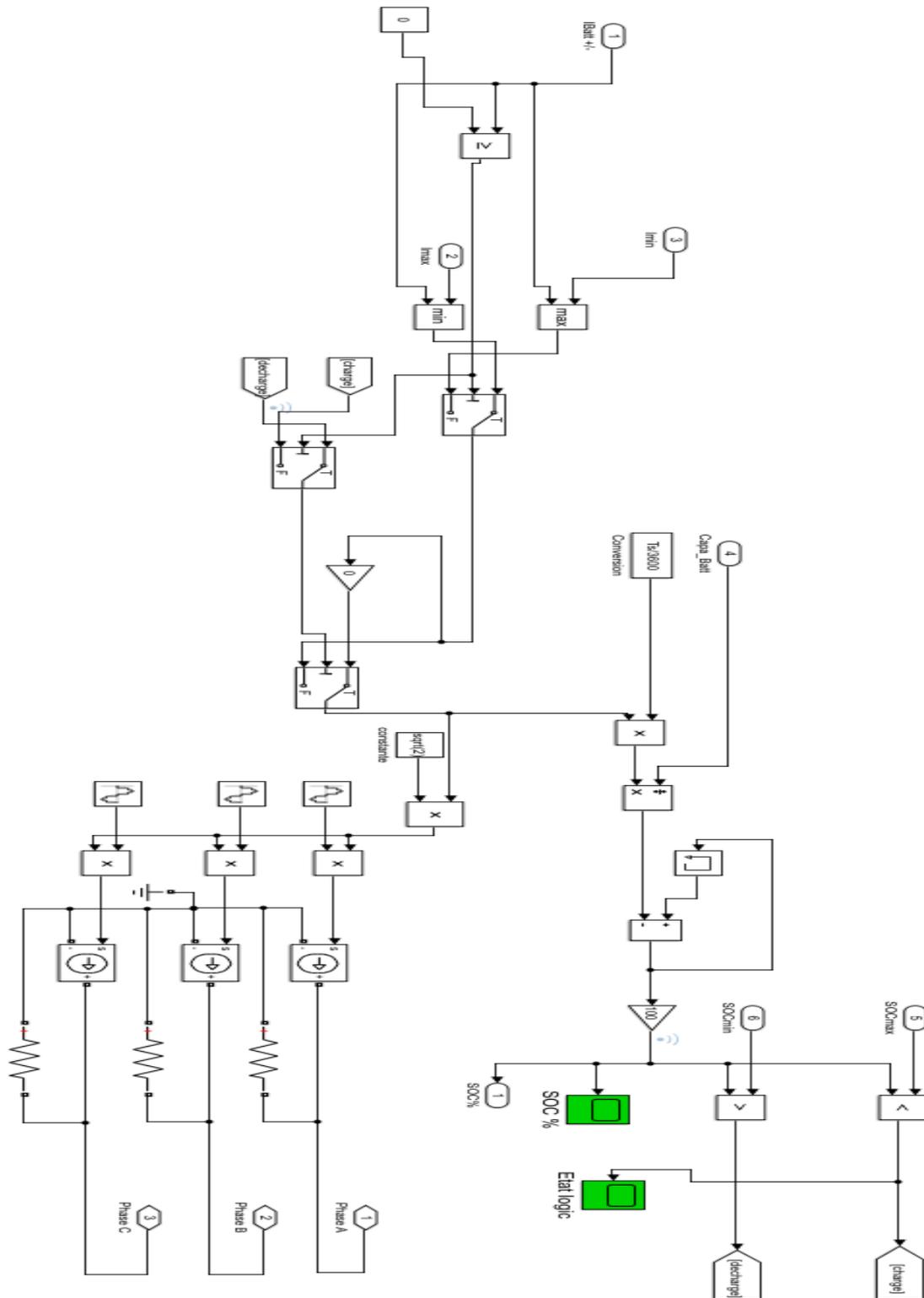


Figure III.1 : La batterie et sa commande

Le modèle SIMULINK associé à l'estimation du SoC est le suivant :

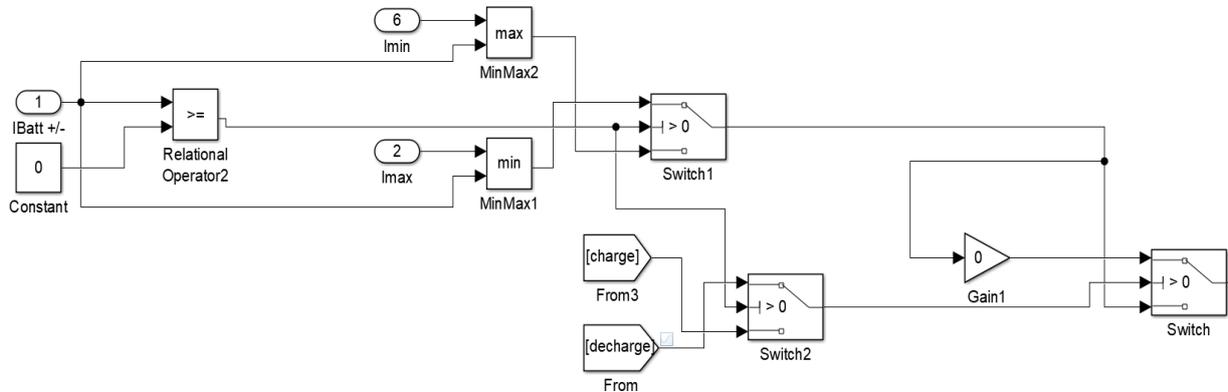


Figure III.2 : La commande de la charge et la décharge de la batterie.

A l'aide d'un comparateur relationnel, nous commençons par comparer le courant de la batterie avec le 0, pour savoir si nous sommes en état de charge (courant de batterie négatif) ou en état de décharge (courant de batterie positif).

Dans le cas où ce courant est négatif, il ne doit pas dépasser la valeur efficace de I_{min} , et si il est positif il ne doit pas dépasser le I_{max} et c'est aussi ce qui va décider du fonctionnement de la batterie grâce aux instructions administrés à un commutateur (switch 2).

De plus, ce dernier viendra commander la charge ou la décharge de la batterie grâce à ses valeurs SoC min et SoC max par le biais du commutateur (switch), comme illustré dans la figure III.2.

Note : Les blocs utilisés dans cette partie de la simulation fonctionnent par la logique booléenne.

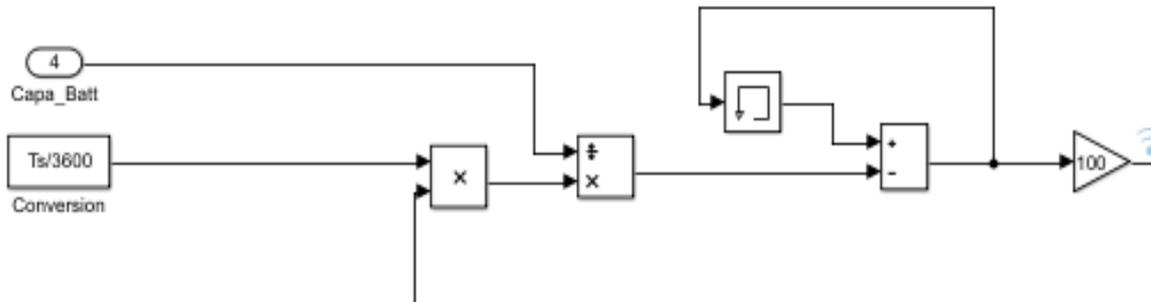


Figure III.3 : Le calcul de l'état de charge 'SoC' de la batterie

La figure III.3 montre la commande de l'état de charge, commence par le produit du courant entrant de charge ou décharge et le pas de simulation converti en heure pour avoir des ampères-heures, cette valeur est divisée sur la capacité totale de la batterie pour ensuite la diminué d'une valeur précédente du SoC tout en prenant en compte le SoC initial fixé à 100%. L'équation pour l'estimation est la suivante :

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t-1) - \left[\frac{\text{Ibatt}(t) * \text{Ts}}{3600} / \text{Qtotal} \right]$$

Où :

$\text{SoC}(t)$: L'état de charge à l' instant 't' en (%)

$\text{Ibatt}(t)$: Le courant débité par la batterie à l' instant 't' en Ampère.

Ts : Pas de simulation en secondes

Q_{totale} : Capacité de la batterie en Ah

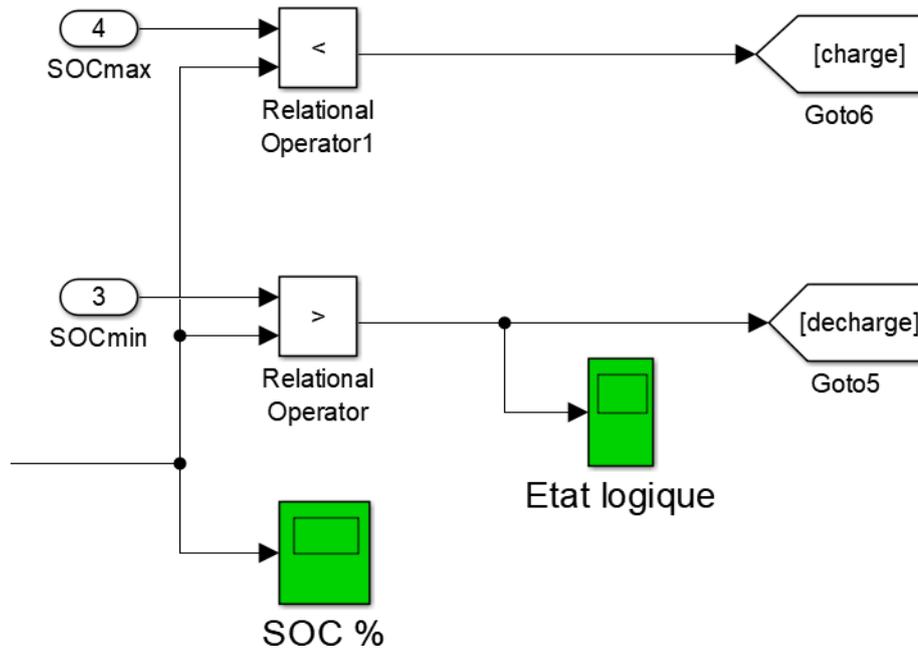


Figure III.4 : Le control de l'état de charge min et max

Après avoir calculé l'état de charge, il rentrera dans un gain égal à 100 pour avoir une valeur en pourcentage, cette valeur va être comparée avec les valeurs SoC min et max si une des deux conditions est validée, une sortie logique booléenne viendra actionner les commutateurs précédents et annuler le courant.

La figure III.5 représente l'organigramme de fonctionnement du système de stockage, suivant son état de charge.

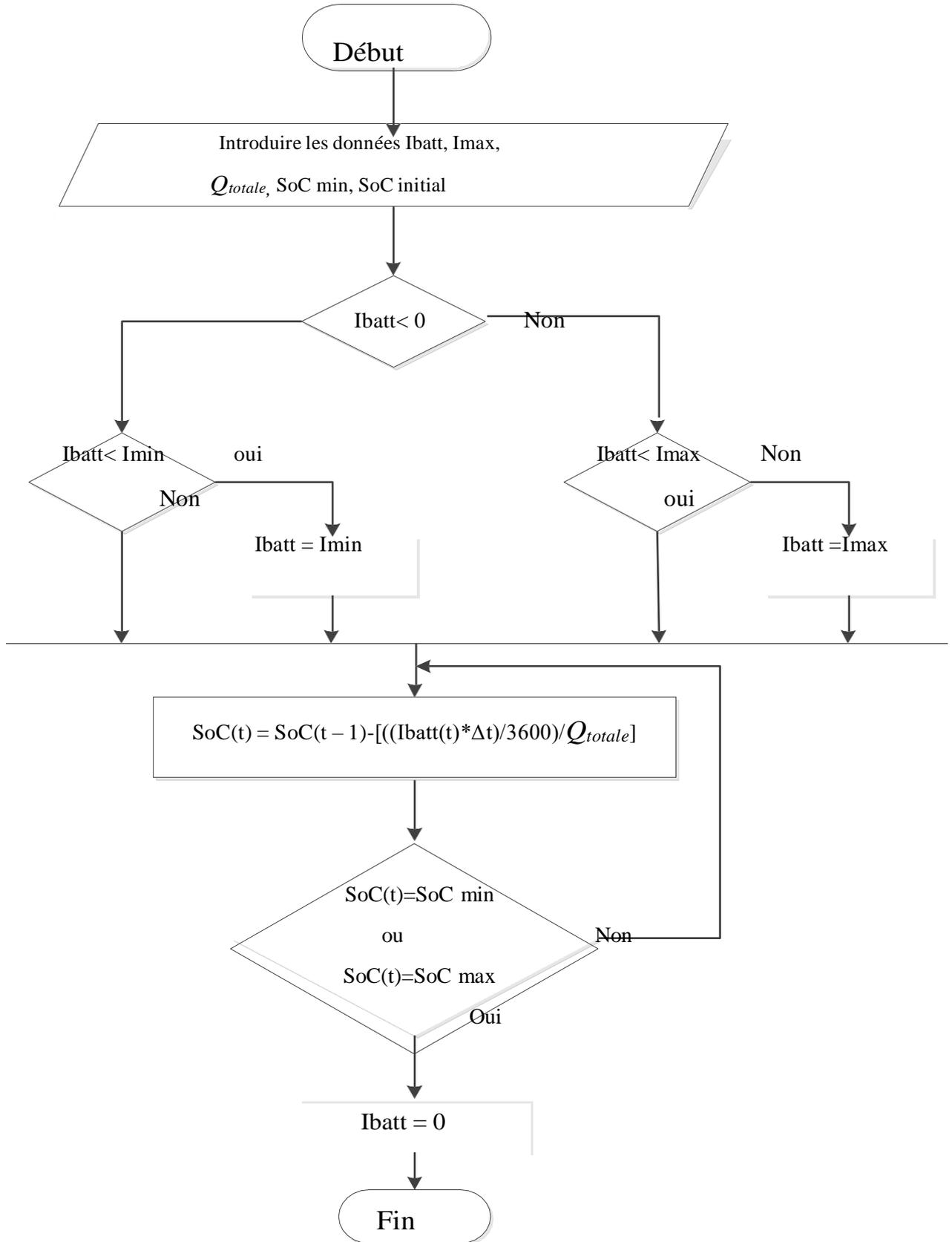


Figure III.5: Organigramme de fonctionnement du système de stockage

III.4.2. Simulation du modèle de la batterie connectée à un réseau infini

Afin de vérifier le bon fonctionnement du modèle de la batterie développé (Figure III.1), en termes de temps de décharge, état et courant de charge/décharge, nous l'intégrons à un réseau simplifié avec une inertie infinie.

Le réseau utilisé pour cette simulation est caractérisé comme indiqué dans les tableaux (III.2) et (III.3), et composé d'un générateur à tension et fréquence constante et d'une charge triphasés, voir figure III.6.

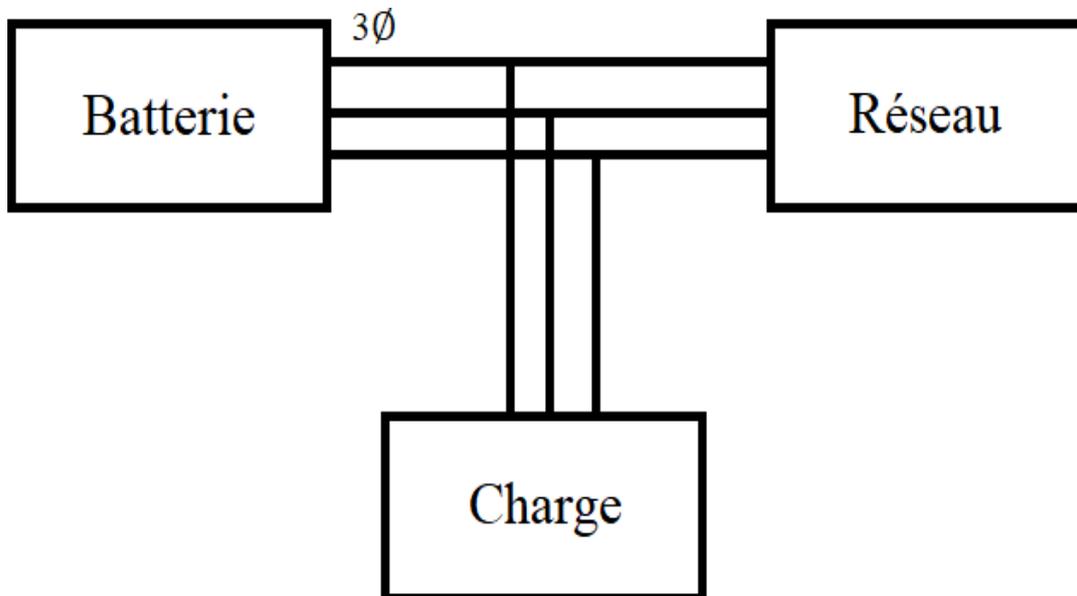


Figure III.6 : Intégration de la batterie dans le réseau

La figure III.7 présente le schéma bloc de l'intégration du système de stockage et son contrôleur sous matlab/simulink, au réseau représenté dans la figure III.6.

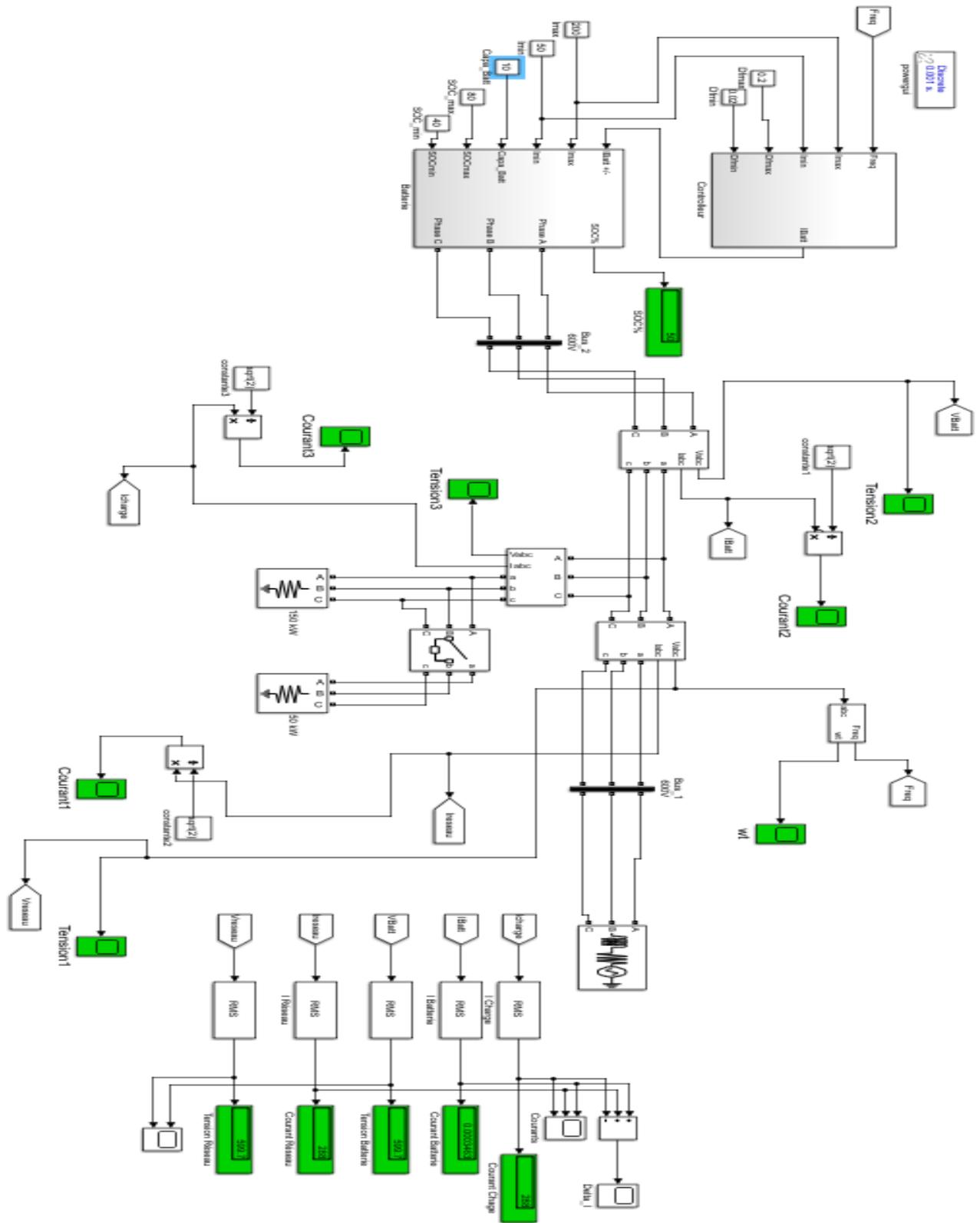


Figure III.7 : Schéma de connexion à un réseau infini

Ensuite nous effectuerons une variation du courant débité sur cette charge par notre batterie, après exécution nous pouvons voir le comportement des courants débités par le réseau et la batterie sur la charge. Voir figure III.8

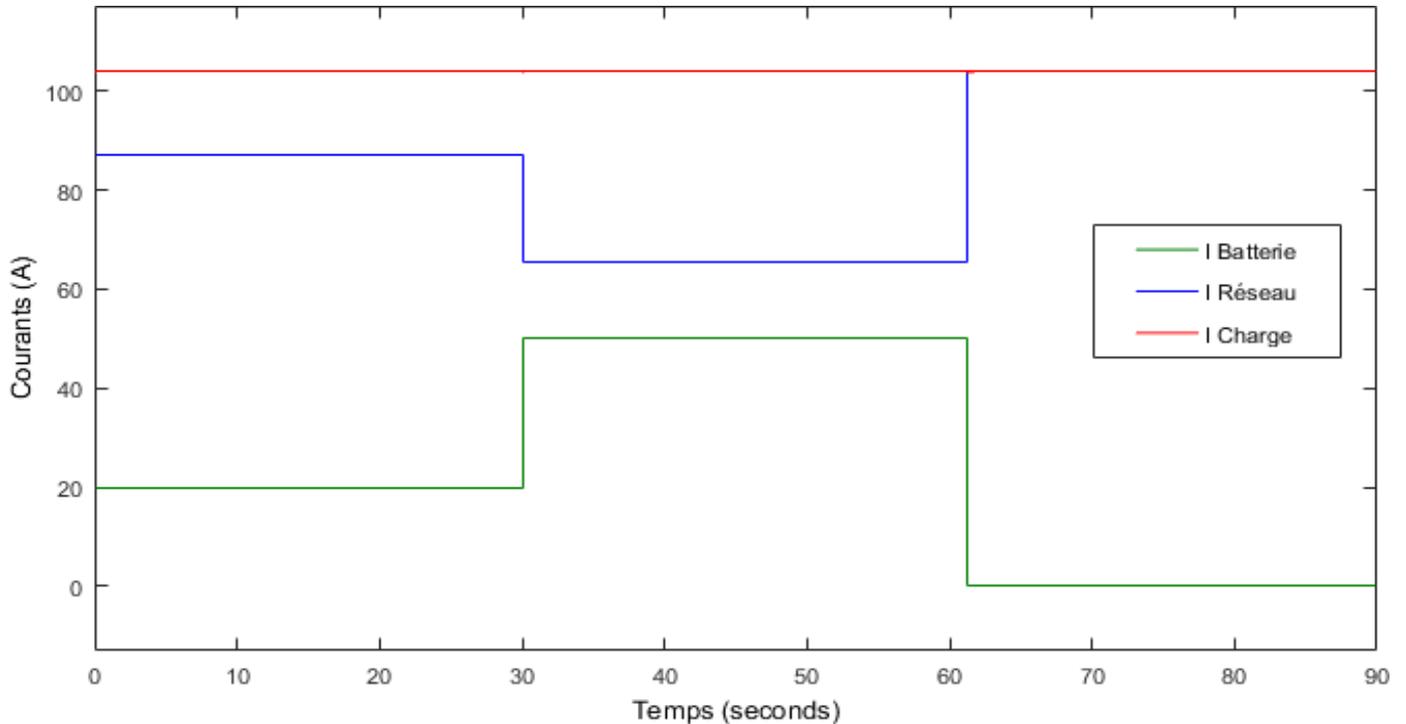


Figure III.8 : Allure des courants de la charge, du réseau et de la batterie dans le réseau statique

Sur la figure III.8, nous pouvons voir que dans un premier temps, la batterie débite un courant égale à 20A, et le réseau fournit le courant nécessaire pour satisfaire le niveau de charge représenté en rouge, à partir de 30 secondes, on demande un courant de batterie supérieure à son courant max, (voir le tableau III.1), le modèle du contrôleur de la batterie limite le courant débité par la batterie a son courant max (50 A), et le réseau débite le courant manquant, dès que la batterie arrive à son SoC minimum, comme nous pouvons le voir dans la figure III.10 à l'instant $t = 61s$, elle ne fournira plus aucun courant et la charge s'alimentera complètement du réseau.

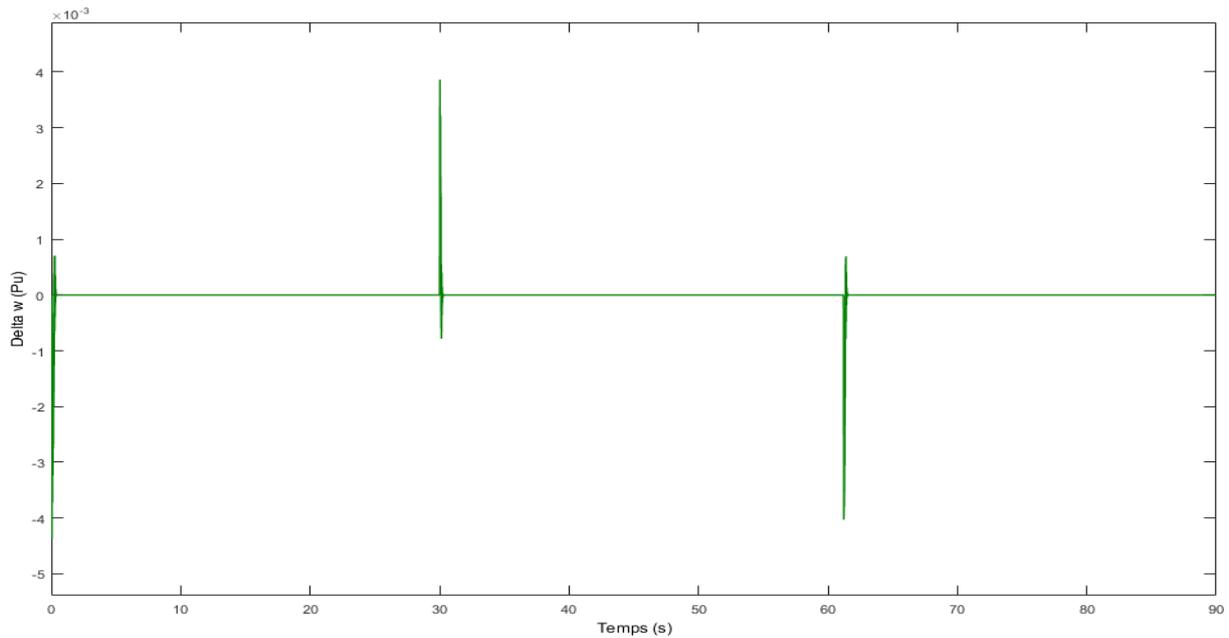


Figure III.9 : Variation de la fréquence Δf en pu

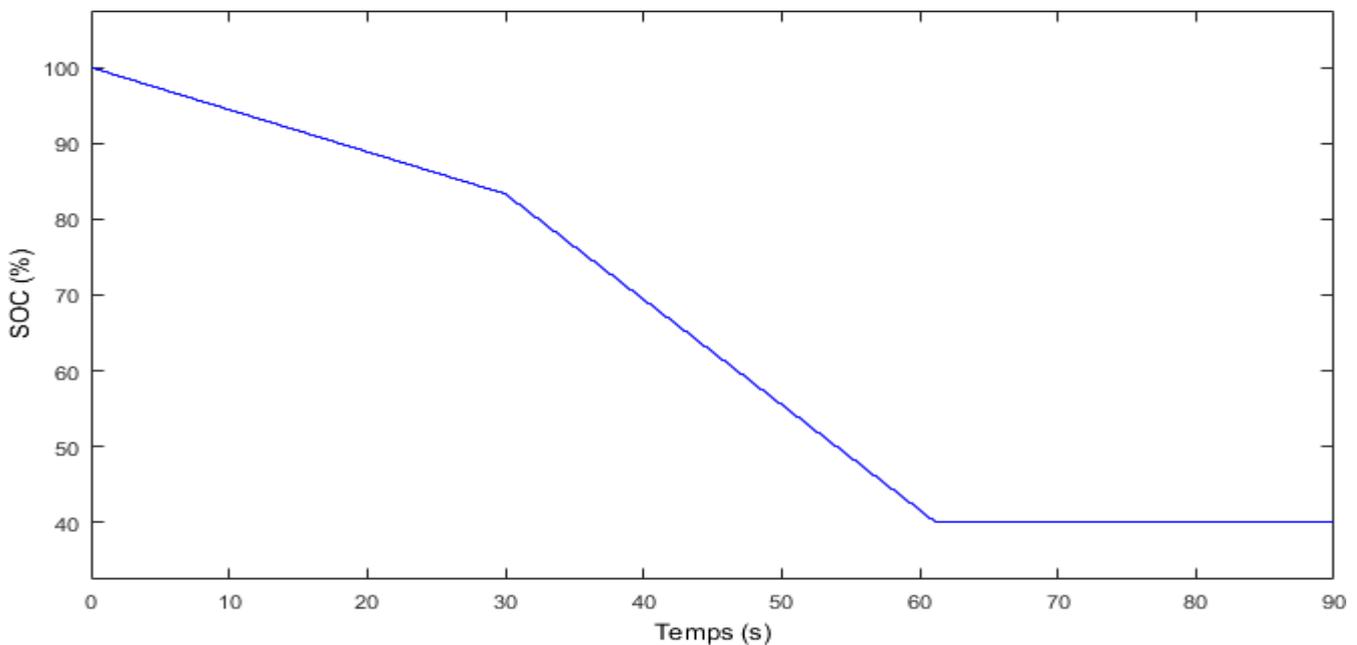


Figure III.10 : Variation de l'état de charge de la batterie SoC en %

Sur la figure III.10, nous pouvons constater que pour un courant de 20A, la batterie se décharge de manière régulière jusqu'à l'augmentation de la demande en courant à la 30ème seconde où elle doit débiter son courant max, nous notons qu'elle se vide d'une façon plus rapide jusqu'à ne plus fournir de courant car elle est arrivée à son SoC minimum qui est fixé à 40%.

	I (A)	Imax (A)	Capacité (Ah)	SoC min (%)	SoC max (%)	SoC init (%)
Batterie	20	50	10	40	80	100

Tableau III.1 : Caractéristiques de la batterie

	Tension nominale (V)	Puissance active (kW)	Puissance Réactive (Var)
Charge	600	100	100

Tableau III.2 : Caractéristiques de la charge

	Tension nominale (V)	Fréquence (Hz)
Réseau	600	50

Tableau III.3 : Caractéristiques du réseau

III.4.3. Simulation du modèle de la batterie connectée à un groupe diesel

Pour cette simulation, nous installerons notre batterie dans un réseau dynamique, composé d'une génératrice synchrone, et nous effectuerons une variation de charge (dans cet exemple nous l'avons doublé) à la 10^{ème} seconde.

Après 50 secondes de simulation, la batterie commence à débiter un courant de 50A sur le réseau, après exécution nous observerons le comportement du courant de chaque composant du réseau. (Voir figure III.12)

La figure III.11 présente le schéma bloc de l'intégration du système de stockage et son contrôleur sous Matlab/simulink, au réseau représenté dans la figure III.6 avec un groupe diesel comme source de génération classique.

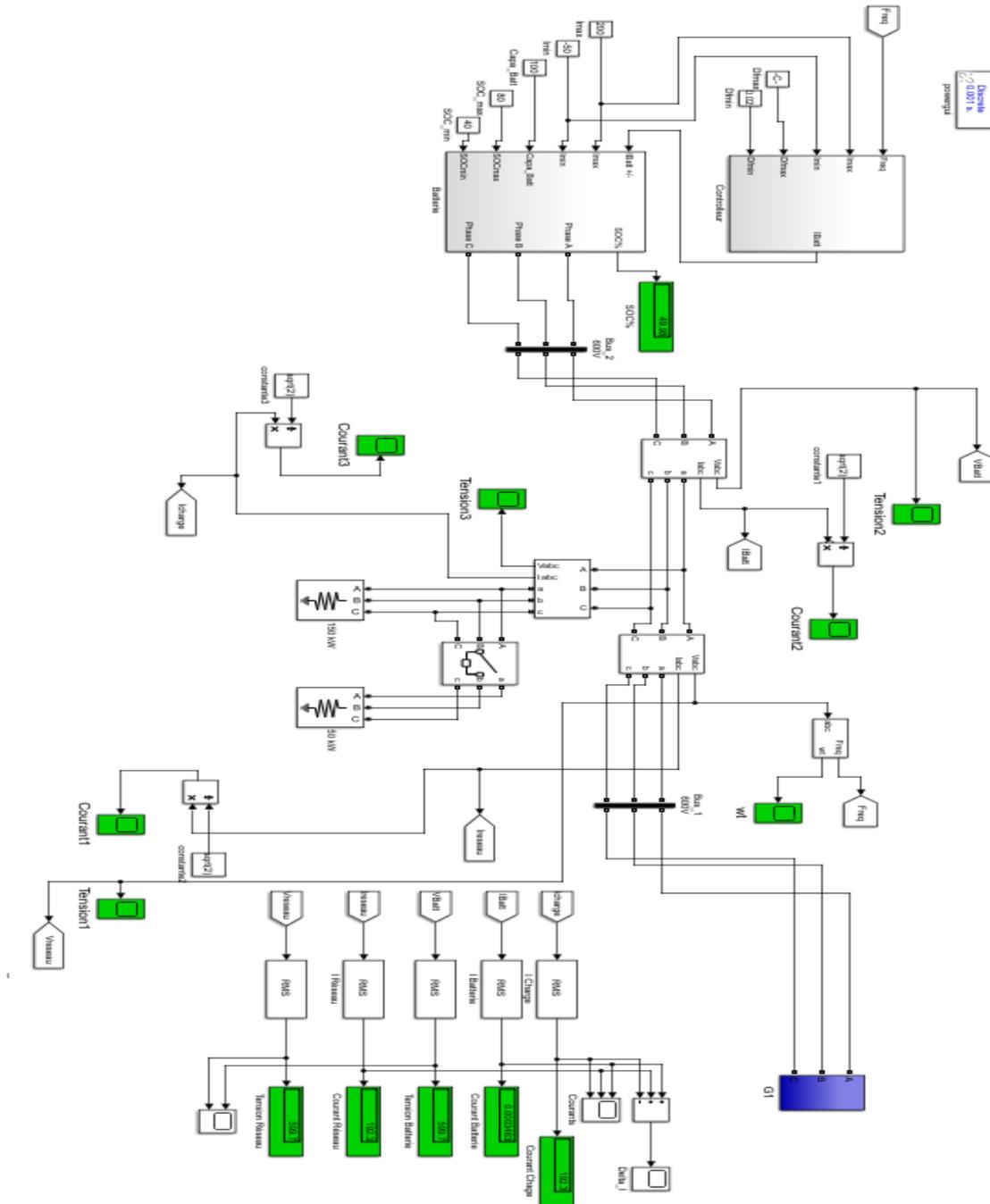


Figure III.11: Schéma de connexion à un groupe diesel

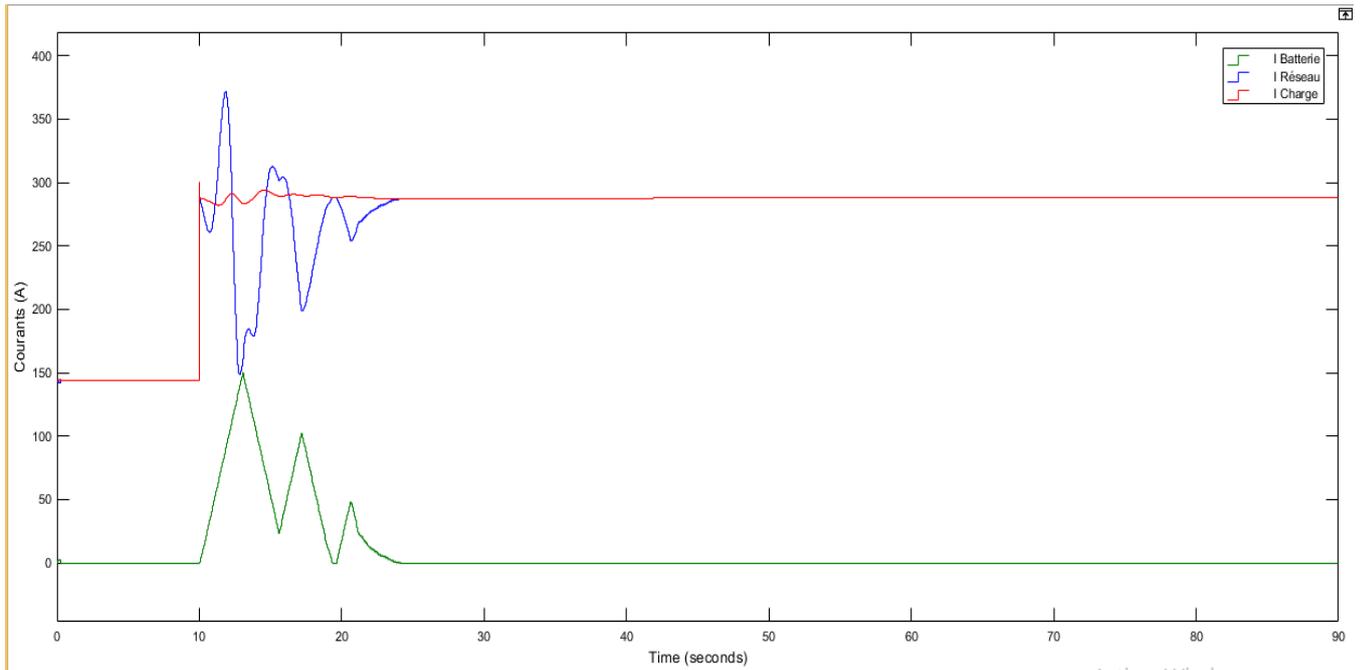


Figure III.12 : Variations des courants de la charge, du réseau et de la batterie dans le réseau dynamique

La figure III.12 illustre le comportement du courant fourni par le réseau et la batterie et celui absorbé par la charge pendant la simulation, de 0 à 10 secondes la charge consomme 144A et le réseau produit cette même valeur, à cet instant la charge est doublée, le courant absorbé est lui aussi doublé et le réseau suit.

A la 10^{ème} seconde, la batterie intervient, le réseau étant allégé, sa production en courant diminue du même valeur du courant fourni par la batterie.

De oscillations apparaissent à l'instant 10 et 40 secondes, lors des changements imposés à notre réseau, ils sont liés à la variation de la fréquence Δf , voir figure III.13, mais ils disparaissent quelques secondes après, grâce au régulateur de puissance.

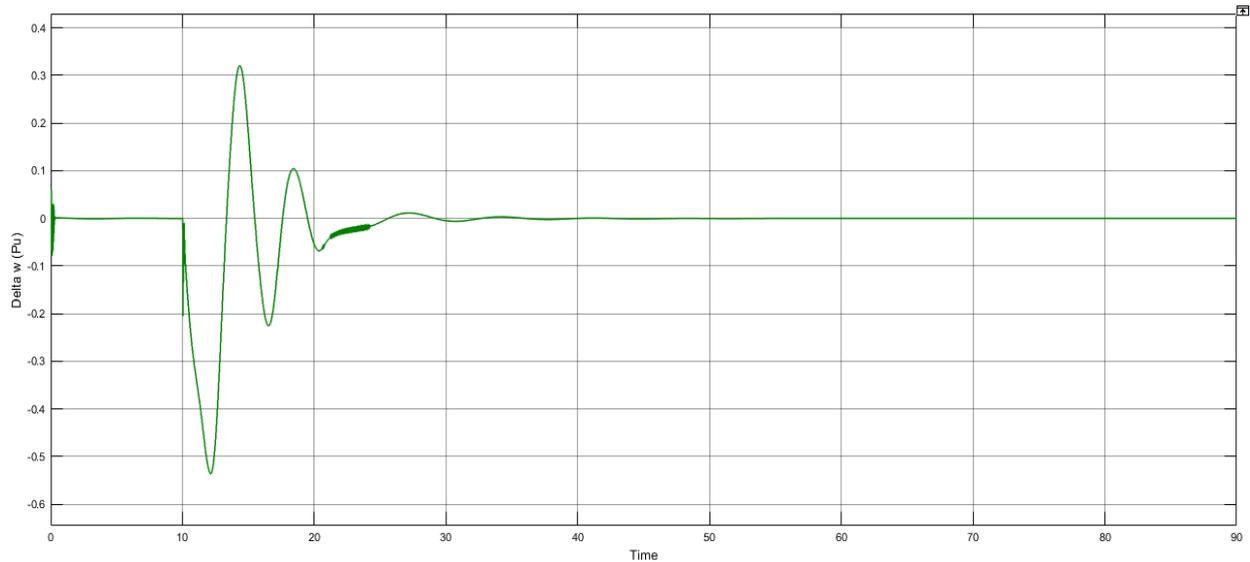


Figure III.13 : Variation de la fréquence delta f

La figure III.13 montre les fluctuations de la variation de fréquence Δf à chaque modification faite sur notre réseau, à l'instant où nous doublons la charge, le courant aussi double de valeurs et la variation de fréquence est négative, cela signifie que la vitesse des génératrice synchrone diminue, puis elle revient à sa valeur initiale 0, ce qui implique que la fréquence est revenu à sa valeur nominale qui est égal à 50Hz grâce aux régulateur de puissance.

Et en introduisant la batterie, la production de la génératrice diminue, donc la vitesse augmente ce qui induit l'augmentation de la variation de fréquence Δf à cet instant-là, les régulateurs de puissances interviennent pour la ramener à sa valeur nominale.

III.3. Système de stockage et régulation de fréquence primaire

III.3.1. Commande du régulateur du système de stockage

Pour la régulation de notre modèle de batterie, nous suivons la méthode de l'UCTE (Union pour la Coordination de l'Electricité) qui concerne les pays de l'Europe centrale. Les règles de cette dernière spécifient la fréquence nominale 50 Hz et la fenêtre de fréquence non critique de ± 20 mHz. Cette fenêtre permet d'éviter un appel de commande primaire à la fréquence quasi nominale. Ainsi qu'un écart de fréquence maximum Δf_{\max} de ± 200 mHz qui

une fois dépassé, la batterie débitera/absorbera un courant max de décharge/charge respectivement. [29]

En premier lieu nous allons paramétrer notre contrôleur pour qu'il n'interviendra pas dans la plage de fréquence : $f_{nom} + \Delta f_{min}$, qu'on nommera la zone morte (Δf_{min} fixé à ± 20 mHz), les règles de fonctionnement de notre batterie sont très simples:

- Charger la batterie lorsque : $f > f_{max1} = f_{nom} + \Delta f_{min1}$, ($\Delta f_{min1} = 20$ mHz)
- Décharger la batterie lorsque : $f < f_{min1} = f_{nom} + \Delta f_{min2}$, ($\Delta f_{min2} = -20$ mHz) Δf_{min1} et Δf_{min2} étant les limites de l'intervalle de la zone morte.

Ensuite, la caractéristique puissance-fréquence (p-f) du contrôleur de fréquence primaire est linéaire en dehors de la fenêtre de fréquence non critique (voir figure III.14) et de la forme $y = ax + b$, a et b étant des coefficients qu'on doit définir.

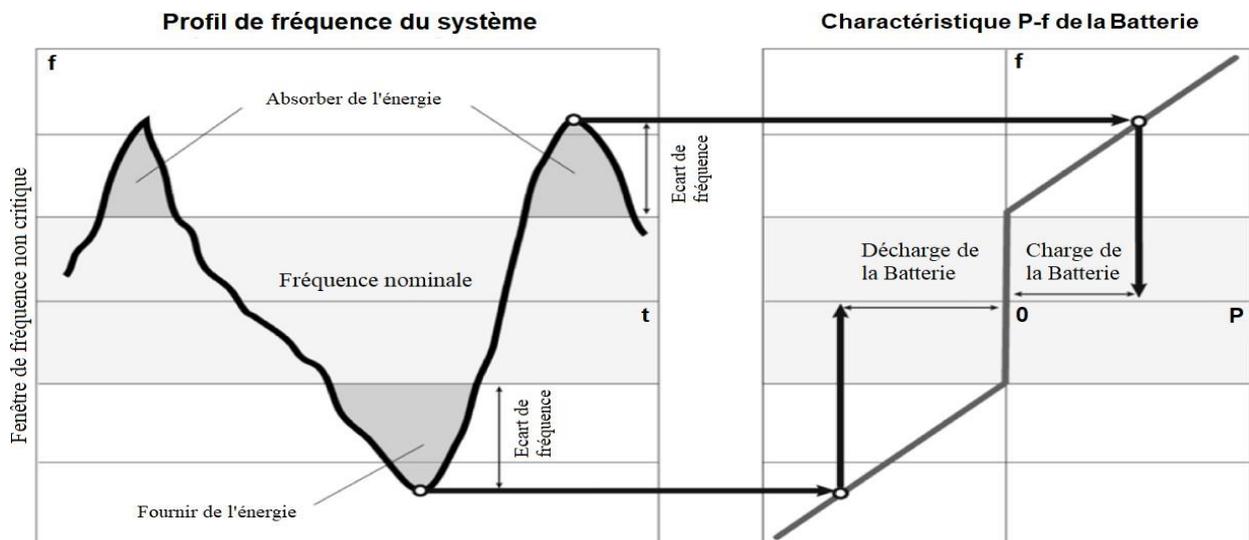


Figure III.14. Puissance du système de stockage en fonction de la variation de fréquence.

➤ Pour la droite de charge on a :

- $x = \Delta f_{min1} = 20$ mHz, implique : $y_1 = a_1x + b_1 = 0$
- $x = \Delta f_{max1} = 200$ mHz, implique : $y_1 = a_1x + b_1 = I_{battmin}$

$$a_1 = \frac{I_{battmin}}{\Delta f_{max1} - \Delta f_{min1}} \quad (III.2)$$

$$b_1 = \frac{I_{battmin} \times \Delta f_{min1}}{\Delta f_{max1} - \Delta f_{min1}} \quad (III.3)$$

➤ Pour la droite de décharge on a :

- $x = \Delta f_{\min 2} = -20 \text{ mHz}$, implique : $y_2 = a_2 x + b_2 = 0$

- $x = \Delta f_{\max 2} = -200 \text{ mHz}$, implique : $y_2 = a_2 x + b_2 = I_{\text{batt}_{\max}}$ On trouve

$$a_2 = \frac{I_{\text{batt}_{\min}}}{\Delta f_{\max 2} - \Delta f_{\min 2}} \quad (\text{III.4})$$

$$b_2 = \frac{I_{\text{batt}_{\min}} \times \Delta f_{\min 2}}{\Delta f_{\max 2} - \Delta f_{\min 2}} \quad (\text{III.5})$$

Nous avons suivi cette démarche pour notre modèle SIMULINK en schéma bloc comme montré sur la figure III.15.

A l'aide des portes «Add1» et «Add2» on forme les dénominateurs des coefficients de chacune des deux droites (a1, b1, a2, b2). Ensuite grâce aux blocs présents dans les cadres 1 et 2 (voir figure III.15) on peut assembler les équations des deux droites de charge et décharge y_1 et y_2 respectivement.

Les opérateurs relationnels 3 et 4 nous permettent de comparer Δf_{max1} et Δf_{max2} respectivement, à la variation de fréquence de notre système. En cas de chute de fréquence supérieur à 200 mHz. L'opérateur relationnel 4 imposera à la batterie de débiter son courant de décharge maximum, sinon la batterie écoulera un courant en fonction de la droite y_2 grâce au bloc « Switch4 ». De même, lorsque la fréquence dépasse la fréquence nominale de 200 mHz l'opérateur relationnel 3 imposera à la batterie d'absorber son courant de charge maximum, sinon la batterie se chargera suivant la droite y_1 grâce au bloc « Switch4 ».

Ainsi l'opérateur relationnel 5 et le « Switch5 » permettent à la batterie de consommer ou de fournir une puissance suivant le signe de la variation de fréquence comme illustré dans le cadre 4 (voir figure III.15).

Le cadre 3 nous permet de distinguer si la fréquence est dans l'intervalle de la zone morte (dead band) en comparant la variation de fréquence avec Δf_{min1} et Δf_{min2} , dans ce cas la sortie de la porte logique AND sera un « 1 » logique qui actionnera le « Switch6 » vers le bloc intitulé « Dead band » pour annuler la participation de la batterie dans la régulation comme indiqué dans le cadre 5, suivi par le bloc « Rate limiter » qui fonctionnera comme rampe pour éviter les impulsions instantanées, il représente aussi, le temps d'action du système de stockage.

III.4. Applications

III.4.1. Description du réseau

Pour le travail qui suit, nous connecterons notre batterie à un réseau alimenté par un générateur auquel la régulation se repose sur un régulateur diesel, au départ nous alimenterons une charge qui consomme 150kW, 10 secondes après nous connecterons une deuxième charge de 50kW et nous analyserons le comportement de la batterie. (Voir Figure III.16)

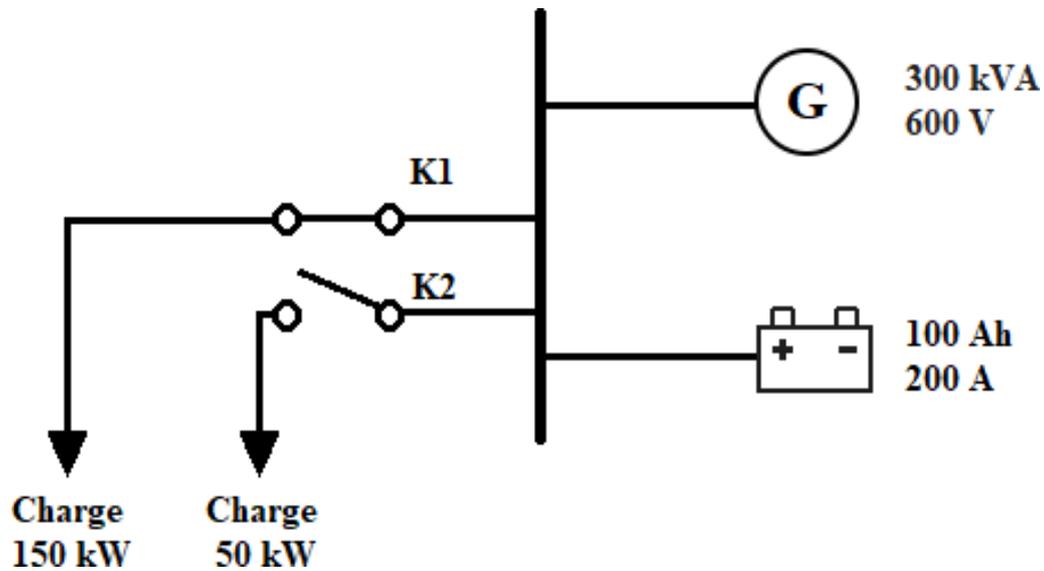


Figure III.16 : La batterie connectée au réseau.

Pour nos applications, nous étudierons le comportement de la fréquence suivant deux grandeurs importantes, le courant max délivré par la batterie (ou la puissance max que la batterie peut débiter) et son temps de réponse R_m .

Dans la première partie nous fixerons le temps de réponse à $R_m=0.2$, et augmenterons par des paliers de 20A, la valeur de I_{max} (puissance maximal délivrée par la batterie) en commençant de 0A jusqu'à 260A, pour voir l'impact de la puissance installée, du système de stockage sur la régulation de la fréquence (Hz) du réseau, la puissance délivré par la batterie (le courant I_{batt} (A)), et l'état de charge SoC (%).

La deuxième partie comportera le changement du temps de réponse par des paliers de 0.1, jusqu'à 0.9, tout en gardant la valeur de I_{max} à 200A, et cela nous permettra de voir l'influence du temps de réponse sur la régulation de fréquence (Hz) du réseau, la puissance délivré par la batterie (le courant I_{batt} (A)), et l'état de charge SoC (%) aussi.

III.4.2. Variations du courant I_{max}

Dans la première partie nous fixerons le temps de réponse à $R_m=0.2$, et augmenterons par des paliers de 20A, la valeur de I_{max} (puissance maximal délivrée par la batterie) en commençant de 0A jusqu'à 260A, pour voir l'impact de la puissance installée, du système de stockage sur la régulation de la fréquence (Hz) du réseau, la puissance délivré par la batterie (le courant I_{batt} (A)), et l'état de charge SoC (%)

Nous allons commencer par voir l'influence de la variation de la valeur max du courant sur les fluctuations de la fréquence, pour cela nous avons obtenu l'allure suivante :

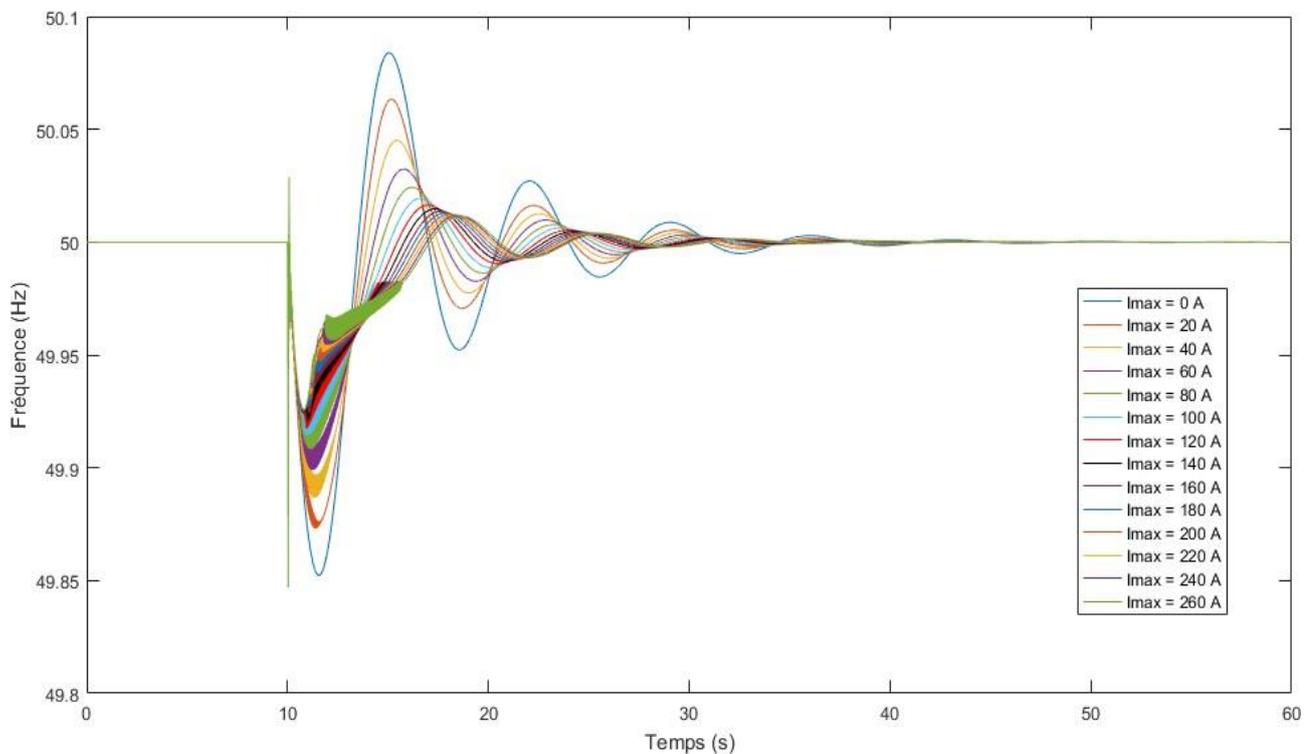


Figure III.17 : La variation de la fréquence (Hz) en fonction du temps en augmentant I_{max} (A)

La Figure III.17 montre qu'à chaque augmentation du courant max que la batterie peut délivrer, les chutes de la fréquence diminuent.

Le gain en variation de fréquence en fonction de I_{max} (Figure III.18), diminue à partir d'une certaine puissance installée du système de stockage.

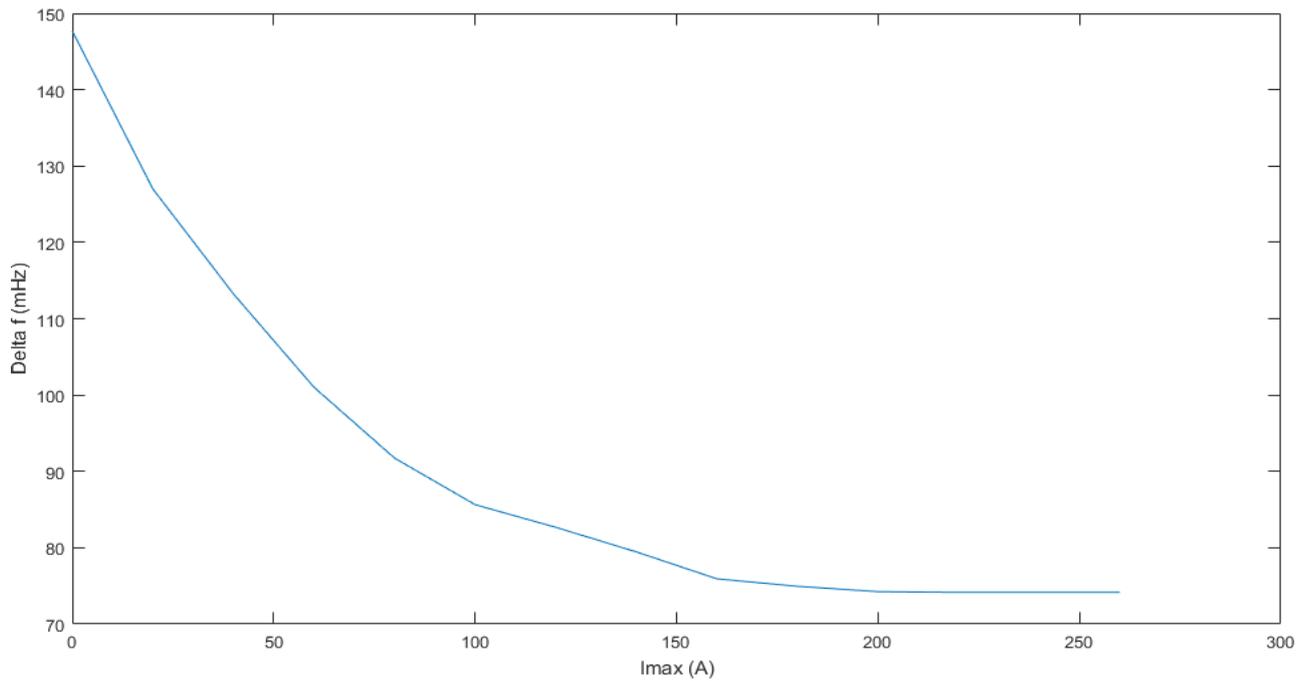


Figure III.18 : Valeur max de Df (Hz) en fonction de I_max (A)

Ensuite nous avons vu l'influence de la variation de la valeur max du courant sur le courant débité par la batterie (I_{batt}) et sur l'état de charge (SoC) pour chaque valeur de I_{max} , pour cela nous avons obtenu les allures qui apparaissent sur la figure III.19 et la figure III.20

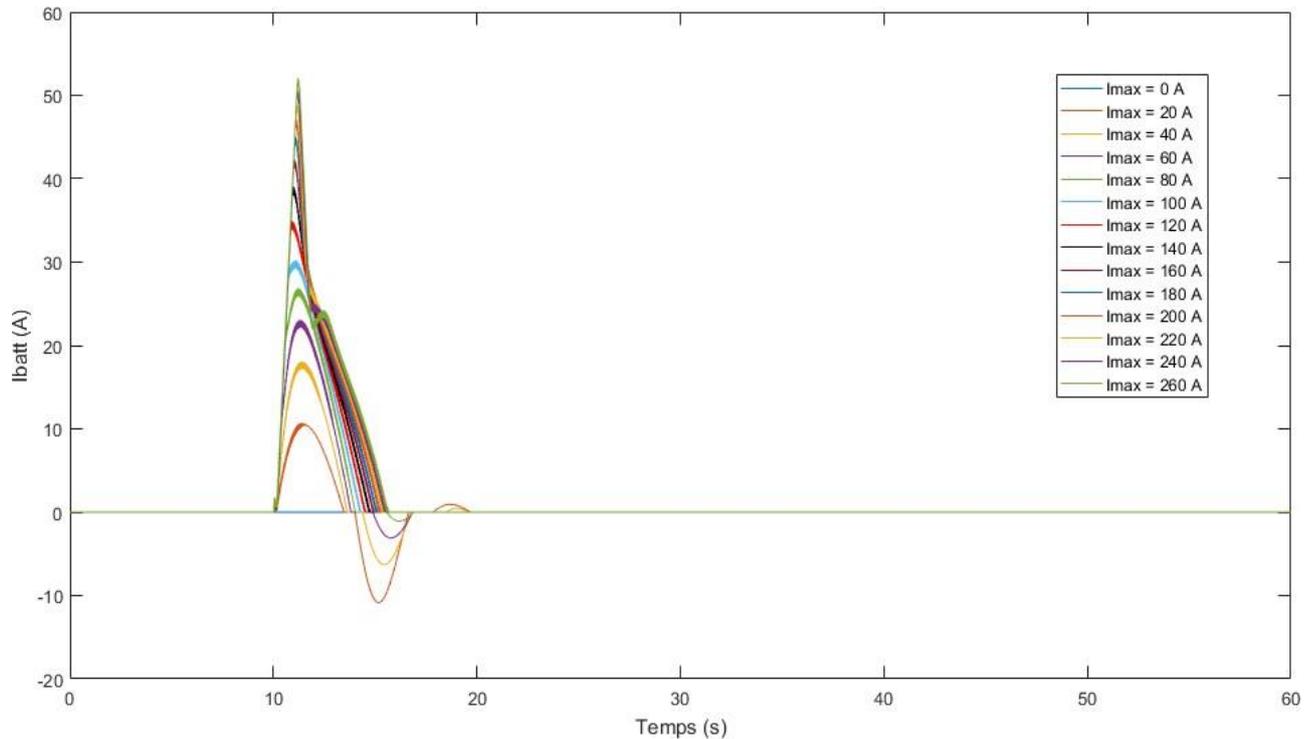


Figure III.19 : Le courant débité par la batterie (I_{batt} (A)) en fonction de la variation de I_{max}

La figure III.19 présente le courant délivré par la batterie pendant la perturbation. Nous remarquons que pour des puissances installées de courants inférieurs à 100A, la batterie amorti les fluctuations de fréquence d'une manière plutôt désirable mais elle se décharge plus rapidement (Voir figure III.20), ce qui exige un rechargement de batterie (plus de cycle de vie), or que lorsque I_{max} est supérieur à 100A, y'a moins d'amortissement sans nécessité un rechargement.

Dans ce cas de figure, nous nous trouvons à choisir entre la durée de vie de la batterie, et un meilleur amortissement de la fréquence, et pour cela il va falloir trouver un compromis.

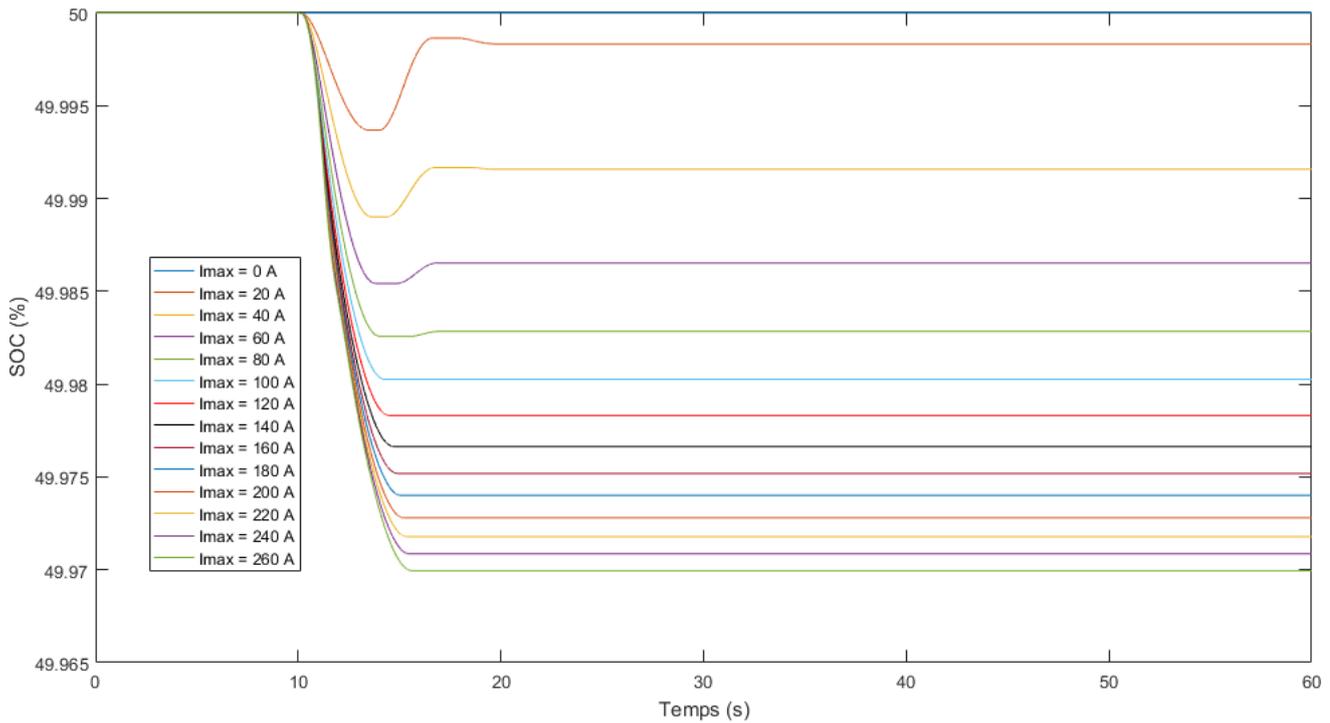


Figure III.20: L'état de charge SoC (%) de la batterie pour chaque variation de I_{max}

III.4.3. Variations du temps de réponse R_m

Nous allons varier le temps de réponse du système de stockage et afficher les allures de la fréquence, du courant débité et l'état de charge de la batterie, à un courant max fixé à 200A.

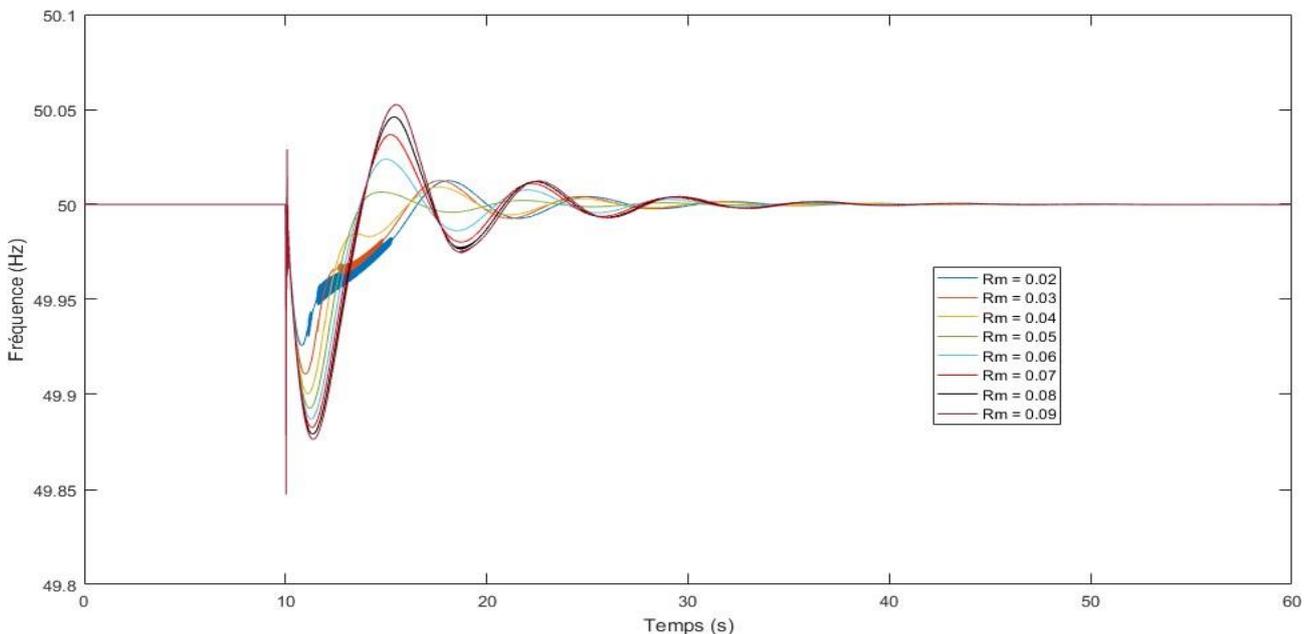


Figure III.21 : La variation de fréquence (Hz) en fonction du temps en augmentant le temps de réponse

Dans la figure III.21, on remarque que la variation de la fréquence est beaucoup plus importante quand on augmente le temps de réponse, que quand on varie le courant max.

Mais tant que la valeur du temps de réponse (R_m) est autour de l'inertie de la machine (H), une valeur égale à 0.042, on voit une variation rapide, stable et précise et ceci s'applique sur les valeurs du courant débité (Voir figure III.22) sans nécessiter un rechargement pour préserver la durée de vie de la batterie.

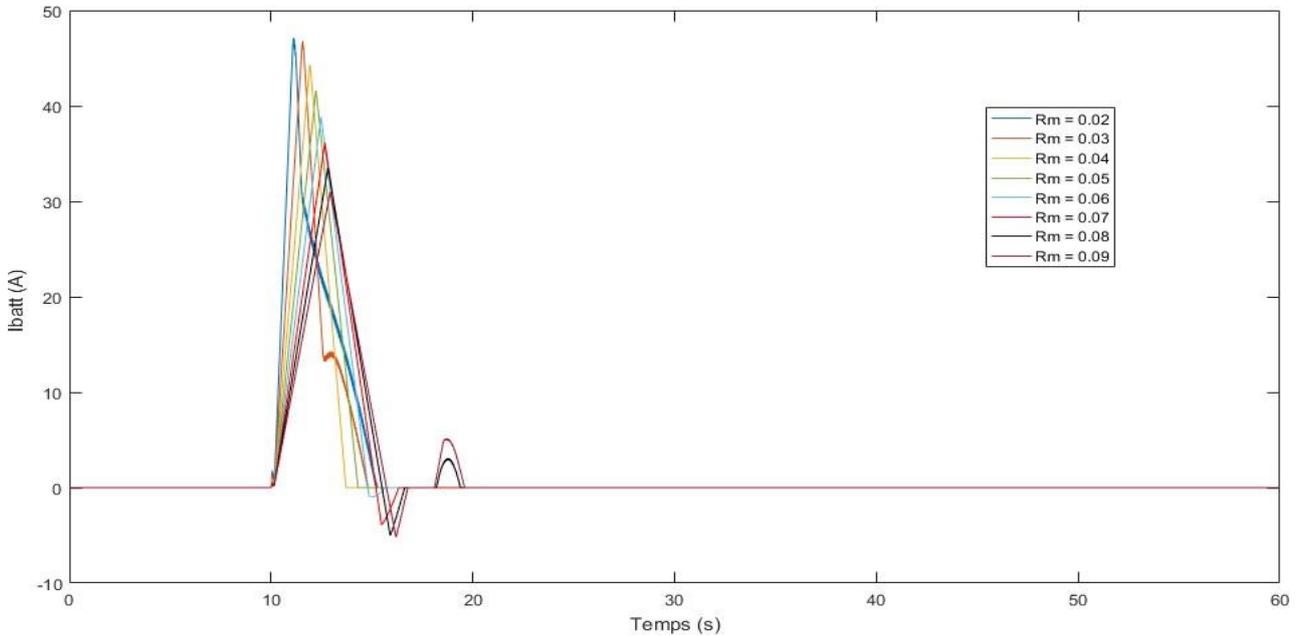


Figure III.22: Le courant débité par la batterie (I_{batt} (A)) pour la variation du temps de réponse

Dans la figure.III.23, nous avons tracé l'allure de l'état de charge (SOC) en fonction de temps de réponse différents.

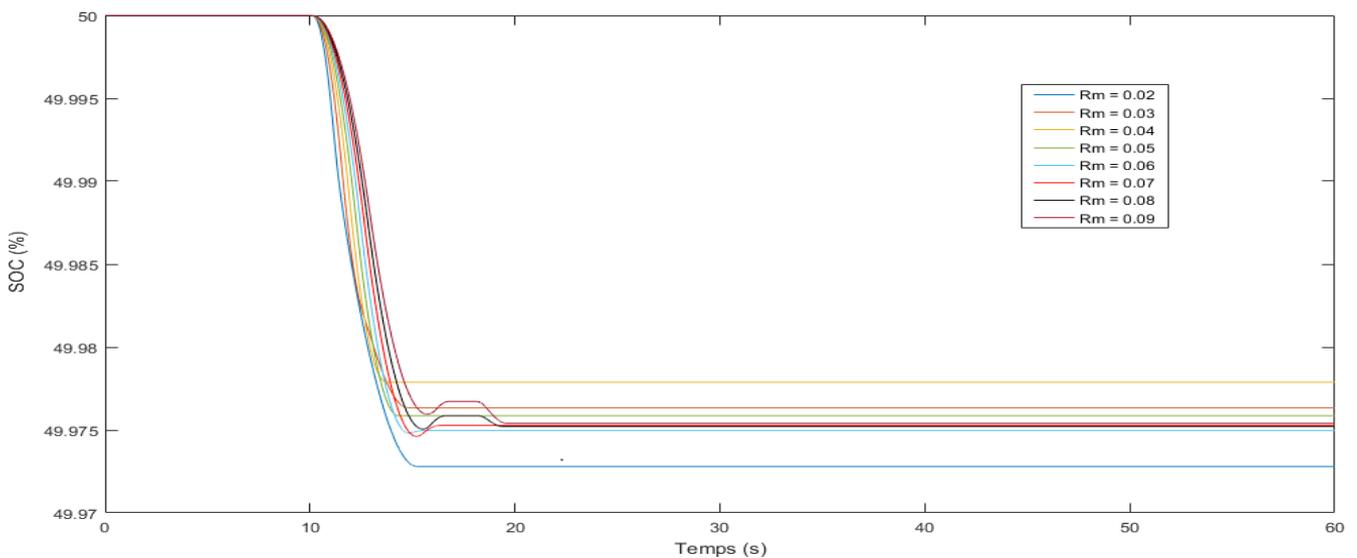


Figure III.23: l'état de charge SoC (%) de la batterie pour chaque variation du temps de réponse

On s'aperçoit que pour un temps de réponse R_m aux alentours de celui du réseau ($0.03 < R_m < 0.05$) l'efficacité de la batterie est meilleure ($R_m = 0.04$). En dehors de cet intervalle on peut avoir une moins bonne efficacité de décharge pour un temps de réponse inférieur, ou bien des fluctuations de charges/décharges qui risquent de réduire le cycle de vie de la batterie ou encore de l'endommager dans le cas d'un temps de réponse supérieur.

III.4. Conclusion

Dans ce chapitre, après avoir validé le modèle de la batterie ainsi que son contrôleur en suivant la méthode UCTE sur SIMULINK, nous l'avons intégré dans un premier temps dans un réseau infini, puis dans un réseau à un groupe diesel.

Egalement, nous avons élaboré des applications comprenant la variation du courant maximum de la batterie ainsi que la variation du temps de réponse, afin de concevoir une stratégie de commande efficace à la régulation primaire de la fréquence.

Ces applications nous ont permis de caractériser l'influence des différents systèmes ainsi que les meilleurs paramètres à respecter afin de garder une bonne stabilité de fréquence et un amortissement de la variation de cette dernière.

Conclusion générale :

Le stockage est le maillon faible du domaine énergétique, mais constitue un élément clé de la croissance des énergies renouvelables. Lorsque la source d'énergie est intermittente et située dans une zone isolée qui ne peut être connectée au réseau de distribution, le stockage devient crucial.

Le travail présenté dans ce manuscrit concerne la modélisation et la simulation d'un système de stockage dans un réseau électrique, le système étudié met en évidence la régulation de fréquence par le biais d'un système de stockage et pour atteindre l'objectif de l'étude, nous avons considéré plusieurs aspects : Tout d'abord une étude bibliographique riche et variée sur le sujet en situant ce dernier dans un contexte technique, Ce qui nous a permis de tenir compte des interrogations liées à l'état actuel des systèmes de stockages, ensuite la modélisation dynamique du générateurs synchrone ainsi que son système d'excitation et celui de la turbine et du gouverneur et même celle du régulateur diesel, de plus la modélisation des systèmes de stockage est évoquée. La validation de l'installation du système conçu sous Matlab/Simulink a été présentée. Dans le chapitre 3, une simulation de régulation de fréquence en intégrant le système de stockage développé a été effectuée. Les résultats de simulation sont concluants vis-à-vis de l'approche de l'hypothèse et de la revue de littérature validant ainsi les performances dynamiques d'un système de stockage intégré à un réseau électrique dans le but d'améliorer la fréquence de ce dernier.

Comme perspective à notre modeste travail, nous proposons :

- L'utilisation du modèle du système de stockage et sa stratégie de commande développés dans cette étude, dans une étude d'optimisation du dimensionnement d'un système de stockage et de son emplacement dans un micro réseau pour une régulation optimale de fréquence.
- L'amélioration de la stratégie de commande pour étudier la participation des systèmes de stockages à la régulation secondaire de la fréquence.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] A. Buonomano, F. Calise, M. D. d'Accadia, et M. Vicidomini, « A hybrid renewable system based on wind and solar energy coupled with an electrical storage: Dynamic simulation and economic assessment », Elsevier, vol. 155, p. 174-189, 2018.
- [2] M. BENABDERRAZIK, « Les solutions de stockage dans la régulation du réseau électrique », Le blog de l'énergie wavestone, mai 2018.
- [3] MULTON B., AUBRY J. , HAESSIG P. , Système de stockage de l'énergie électrique , Technique de l'ingénieur, Traité de Génie Electrique, BE8 100 avril 2013.
- [4] MULTON B., RUER J., Stocker l'électricité : oui c'est indispensable et c'est possible., publication ECRIN en contribution au débat national sur les énergies, avril 2003.
- [5] S. M. MUYEEN, J. TAMURA, et T. MURATA, « Stability Augmentation of a Grid- connected Wind Farm », Springer-Verlag London Limited. Heidelberg, Germany.
- [6] S. M. Schoenung et W. V. Hassenzahl, « Long vs. short term energy storage technologies analysis a life cycle cost study-a study for the DOE energy storage-systems program ». 2003.
- [7] BOYE H. , «le stockage de l'énergie électrique , panorama des technologie », REE N° 3/2013 , p. 30-41,2013.
- [8] MULTON B., AUBRY J. , HAESSIG P. , Système de stockage de l'énergie électrique , Technique de l'ingénieur, Traité de Génie Electrique, BE8 100 avril 2013.
- [9] BOYE H. , «le stockage de l'énergie électrique , panorama des technologie », REE N° 3/2013 , p. 30-41,2013.
- [10] D. Linden, « Handbook of Batteries and Fuel Cells ». 1983.
- [11] C. Lotspeich, « A Comparative Assessment of Flow Battery Technologies ». San Francisco, California., 2002
- [12] COROLLER P. , PASQUIER M., « les challenges « batteries » et « infrastructure de charge » » REE N° 1/2013 ,p.49-56, 2013.
- [13] Livre GESTION ET VALORISATION DU STOCKAGE DE L'ENERGIE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES page 47.
- [14] S. M. MUYEEN, J. TAMURA, et T. MURATA, « Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm », Springer-Verlag London Limited. Heidelberg, Germany.
- [15] M. Arulepp, « Electrochemical characteristics of porous carbon materials and electrical double layer capacitors », vol. 38. Tartu University Press, 2003.

- [16] GAONKAR Shravan, J. LI, et R. R. CHOUDHURY, « Sharing and querying content through mobile phones and social participation. In : Proceedings of the 6th international conference on Mobile systems, applications, and services », p. 174-186., 2008.
- [17] C. NOH et Y. JUNG, « Understanding the charging dynamics of an ionic liquid electric double layer capacitor via molecular dynamics simulations. », *Physical Chemistry Chemical Physics*, vol. 21, p. 6790-6800, 2008.
- [18] L. Zubieta et R. Bonert, « Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications », vol. 36. 2000.
- [19] T. Kinjo, T. Senjyu, N. Urasaki, et H. Fujita, « Output leveling of renewable energy by electric double-layer capacitor applied for energy storage system », vol. 21. 2006.
- [20] L. Thi-Tinh-Minh, « Modélisation dynamique des réseaux d'énergie électrique tenant compte des propriétés d'invariance d'échelle », Université de Grenoble, France, 2014.
- [21] T. Stegink, C. De Persis, et A. van der Schaft, « Optimal power dispatch in networks of high-dimensional models of synchronous machines », in 2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC), Las Vegas, NV, USA, déc. 2016, p. 4110-4115. doi: 10.1109/CDC.2016.7798892.
- [22] I. Abdulrahman et G. Radman, « Simulink-based programs for power system dynamic analysis », *Electr Eng*, vol. 101, no 2, p. 345-356, juin 2019, doi: 10.1007/s00202-019- 00781-1.
- [23] IEEE Committee, « Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies », *IEEE transactions on power apparatus and systems*, no 6, p. 1904-1915, 1973.
- [24] G. Konar, A. Singh, et N. Chakraborty, « Modeling and Simulation of Standalone Micro Hydro-diesel Hybrid Power Plant for Indian hilly region », *Chennai Fourth International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems*, p. 159-166, 2013.
- [25] A. BOUZIDI, « Modélisation et simulation des réseaux électriques », A/MIRA BEJAIA, Algérie.
- [26] CHAALAL, « Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique Renouvelable », *Automatique / Robotique*, Université Lille1, France, 2013.
- [27] A. GRAINE et A. ZOUGALI, « Gestion optimale d'un réseau multi sources à EnR ».
- [28] W. I Heinz, B. G. Ian, K. R. Rudi, et Y. L. Bor, « Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery », vol. 144, 2 vol.
- [29] C. M. Shephred, « Design of primary and secondary cells », vol. 112, 1 vol. 1965.
- [30] B. BOUASSAHOUA, « Cours de Stabilité dynamique et transitoire d'un système de puissance M2RE », USTHB, 2021.

- [31] A. OUDALOV, D. CHARTOUNI AND C. OHLER, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 3, pp. 1259-1266, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- [32] R. SAUPE, « The power conditioning system for the +/-8, 5/17 MW-energy storage plant of BEWAG. », Third International Conference on Power Electronics and Variable- Speed Drives, p. 218-220, 1988.
- [33] T. Sasaki, T. Kadoya, et K. Enomoto, « Study on load frequency control using redox flow batteries », IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no 1, p. 660-667, 2004.
- [34] UCTE Operation Handbook, 2004. [Online]. Available: http://www.ucte.org/ohb/cur_status.asp

